

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

**ANALISIS INSTITUCIONAL Y FINANCIERO
DE LAS ELECTRIFICADORAS**

1998

333.796

C718.2

5A

Energía

*Documento Preliminar
para Discusión*

REPÚBLICA DE COLOMBIA
BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO
PROGRAMA DE RACIONALIZACIÓN
DE LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

ANÁLISIS INSTITUCIONAL Y FINANCIERO
DE LAS ELECTRIFICADORAS

Francisco J. Ochoa F.
Consultor

Santafé de Bogotá, enero de 1998

ANÁLISIS INSTITUCIONAL Y FINANCIERO DE LAS ELECTRIFICADORAS

CONTENIDO

Siglas.....	iii
Presentación.....	iv
Resumen Ejecutivo	v
I. SITUACIÓN ACTUAL.....	1
A. Situación comercial.....	1
B. Situación Financiera	6
C. El Desempeño Empresarial.....	9
II. VIABILIDAD EMPRESARIAL.....	12
A. Estudios.....	12
B. Resultados.....	13
C. Planes de Reestructuración	15
III. POLÍTICA DEL GOBIERNO.....	19
A. Las directrices del CONPES	19
B. Líneas de acción.....	21
C. Apoyo a los procesos de participación privada	24
D. Saneamiento financiero de las electrificadoras	25
IV. MARCO LEGAL PARA LA PARTICIPACIÓN PRIVADA.....	28
V. PERSPECTIVAS DE LA PARTICIPACIÓN PRIVADA	32
A. Particularidades de la actividad de distribución	32
B. Procesos en curso.....	33
C. La necesidad de explorar otras opciones.....	34
VI. CONCLUSIONES.....	36
Bibliografía	38
Anexo: Información básica de las electrificadoras.....	39

SIGLAS

CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
DNP	Departamento Nacional de Planeación
E.S.P.	Empresa de Servicios Públicos Domiciliarios
MME	Minminas
MHCP - Minhacienda	Ministerio de Minas y Energía
PGR	Ministerio de Hacienda y Crédito Público
SSP	Plan de Gestión y Resultados
UPME	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
SIG	Unidad de Planeación Minero Energética
SIVICO	Sistema de Información de Gestión
	Sistema de Vigilancia y Control de la SSP

EMPRESAS

ANTIOQUIA	Empresa Antioqueña de Energía	EADE
ARAUCA	Empresa de Energía del Arauca	ENELAR
ATLÁNTICO	Electrificadora del Atlántico	ELECTRANTA
BOLÍVAR	Electrificadora de Bolívar	ELECTRIBOL
BOYACÁ	Electrificadora de Boyacá	EBSA
CALDAS	Central Hidroeléctrica de Caldas	CHEC
CAQUETÁ	Electrificadora del Caquetá	ELECTROCAQUETÁ
CAUCA	Centrales Eléctricas del Cauca	CEDELCA
CESAR	Electrificadora de Cesar	ELECTROCESAR
CHOCÓ	Electrificadora de Chocó	ELECTROCHOCÓ
CÓRDOBA	Electrificadora de Córdoba	ELECTROCÓRDOBA
CUNDINAMARCA	Empresa de Energía de Cundinamarca	EEC
GUAJIRA	Electrificadora de la Guajira	ELECTROGUAJIRA
HUILA	Electrificadora del Huila	ELECTROHUILA
MAGDALENA	Electrificadora del Magdalena	ELECTROMAGDALENA
META	Electrificadora del Meta	EMSA
NARIÑO	Centrales Eléctricas de Nariño	CEDENAR
QUINDÍO	Electrificadora del Quindío	EDEQ
N. SANTANDER	Centrales Eléctricas del Norte de S.	CENS
SANTANDER	Electrificadora de Santander	ESSA
SUCRE	Electrificadora de Sucre	ELECTROSUCRE
TOLIMA	Electrificadora del Tolima	ELECTROLIMA
VALLE	Empresa de Energía del Pacífico	EPSA

PRESENTACIÓN

El presente documento fue realizado para el Banco Interamericano de Desarrollo en el marco del *Programa de Racionalización de las Empresas de Distribución Eléctrica*. El estudio se hizo con base en las directrices aprobadas por el Comité Coordinador de este Programa, en reunión celebrada el 3 de julio de 1997, y en la información suministrada por las instituciones del orden nacional. En particular, se analizaron: (i) los documentos CONPES, (ii) los resultados de los estudios de viabilidad sometidos a consideración de la CREG^{1/}, (iii) los planes de gestión y resultados presentados a la UPME, (iv) los planes de desempeño firmados con la FEN, (v) los estudios sobre las electrificadoras disponibles en el DNP, (vi) la información sobre las electrificadoras suministrada por la SSP y (vii) los términos de referencia para la contratación de asesoría especializada para adelantar los procesos de privatización de Corelca y sus subsidiarias y los de las electrificadoras de Cauca, Nariño y Chocó.

El alcance inicial del estudio era brindar un *apoyo directo* a las autoridades nacionales en: (i) la identificación y definición de medidas específicas en el marco legal, regulador y de política aplicable a las actividades de distribución eléctrica, (ii) el diseño de las acciones institucionales y financieras para la racionalización de las empresas candidatas y la vinculación efectiva de privados en su administración y operación y (iii) la definición del agente - intermediario financiero de los recursos, los criterios de elegibilidad y las condiciones financieras preliminares del Programa.

Sin embargo, la crítica situación financiera e institucional de las electrificadoras llevó al Gobierno a tomar la decisión de acelerar el proceso de vinculación del sector privado y a definir una política para las actividades de distribución - comercialización. Por otra parte, la evaluación de los estudios de viabilidad empresarial dio como resultado la *no viabilidad de la mayor parte de las electrificadoras*, situación que obligó a la CREG a ordenar la presentación de planes de reestructuración con base en la participación privada. A lo anterior habría que sumar el convenio celebrado entre la Nación y la FEN para administrar un Fondo de la Nación para apoyar los programas de privatización de las empresas del sector eléctrico, por valor de \$ 44.171 millones de pesos (US\$ 34 millones). Los recursos de este Fondo se podrán destinar a las siguientes actividades: (i) planes de retiro de personal, (ii) saneamiento total o parcial del pasivo laboral, (iii) actividades complementarias que faciliten la participación privada, (iv) la contratación de asesorías y estudios sectoriales necesarios y (v) las demás actividades para el cumplimiento del objeto del Fondo.

Por las razones anotadas, el alcance del estudio se redujo a registrar el estado actual de las electrificadoras en materia institucional y financiera, a sintetizar la política del Gobierno en relación con el servicio de distribución de energía eléctrica y a analizar las perspectivas de la participación privada en estas empresas.

Como resultado de esta consultoría se esperaba dimensionar, conjuntamente con las autoridades, "*un Programa del BID y definir sus detalles técnicos y operativos*". Sin embargo, por ahora, el Gobierno no ha previsto ninguna operación para las electrificadoras distinta a la de buscar la vinculación de inversionistas privados que aporten capital para financiar los programas de expansión en cobertura y en mejoramiento de la calidad del servicio.

El Consultor agradece la colaboración recibida de las entidades del Estado involucradas en la problemática de las electrificadoras, en especial, la UPME, el DNP, la FEN, la SSP, la CREG, el MHCP y el Ministerio de Minas y Energía, al igual que el apoyo de la *Ing. Marcela Restrepo Mora*.

^{1/}No fue posible acceder a la información contenida en los estudios de viabilidad, porque la CREG les dio un *carácter reservado*. Esto obligó a trabajar con la información financiera disponible en la FEN y en la SSP y con los valores agregados suministrados por la CREG.

RESUMEN EJECUTIVO

1. **La ineficiencia crónica.** Las electrificadoras acusan, desde hace muchos años, serios problemas de gestión que se refleja en: (i) elevados índices de pérdidas, (ii) baja recuperación de los costos de prestación del servicio de energía eléctrica, (iii) deficientes sistemas comerciales, (iv) ausencia de mantenimiento de los sistemas, (v) débil o inexistente planeamiento, (vi) incumplimiento en el pago de sus obligaciones y (vii) sobrecostos ocasionados por las ineficiencias administrativas y los excesivos compromisos laborales. Buena parte de estos problemas están asociados al carácter estatal de estas empresas, las cuales son en extremo vulnerables a intereses de orden político.

2. **Saneamiento financiero.** En los últimos cinco años, la Nación ha tenido que hacer cuantiosas transferencias de recursos para sanear los faltantes financieros de las electrificadoras. En el período 1992 - 1996, se transfirieron a las electrificadoras departamentales \$ 582,316 millones de pesos (precios de 1996), y en el año 1997, la Nación tuvo que destinar 419.258 millones de pesos de los excedentes provenientes de las utilidades de las empresas industriales y comerciales del Estado y las sociedades de economía mixta del sector eléctrico, para cubrir obligaciones por concepto de compras de energía, cargos por conexión, cargos por uso del STN y cuentas del SIC. No obstante estas operaciones de rescate financiero, las electrificadoras no han logrado superar sus agudos problemas estructurales y financieros y día a día siguen acumulando deudas en el mercado mayorista de energía.

3. **El modelo de desarrollo sectorial está amenazado.** Año tras año, el Gobierno condicionó las transferencias a las electrificadoras para sanear obligaciones pendientes, al cumplimiento de planes de desempeño, cuyo seguimiento estuvo a cargo de la FEN. Sin embargo, los resultados obtenidos fueron precarios, porque nunca se atacaron los problemas estructurales derivados de la excesiva injerencia política en la administración de las mismas. En un ambiente de monopolio estatal, esta situación, aunque indeseable, era parte del juego político. Sin embargo, con la adopción de un nuevo modelo de desarrollo para el sector eléctrico, basado en la competencia y en la participación privada, el incumplimiento tradicional de las electrificadoras en el pago de sus obligaciones puede dar al traste con el mercado mayorista de energía. El Gobierno va a tener que afrontar el siguiente dilema: o permite que se corte el servicio a las electrificadoras incumplidas, lo que en la práctica significa dejar a oscuras buena parte del territorio nacional, situación que políticamente no parece viable, o continúa asumiendo las deudas de estas empresas. Ambas opciones son insostenibles. La primera, porque es un freno para que el sector pueda operar de acuerdo con las reglas del mercado; y la segunda, porque la situación fiscal de la Nación no permite seguir asumiendo cargas financieras derivadas de la ineficiencia.

4. **La necesidad de vincular al sector privado.** La decisión tomada por el CONPES en el año 97, en el sentido de buscar una solución definitiva a la problemática de las electrificadoras mediante la vinculación del sector privado es correcta. En particular, vale la pena resaltar las siguientes acciones: (i) la decisión de abandonar los procesos de corporatización que no han conducido a mejoras estructurales, (ii) el condicionamiento del apoyo financiero del Gobierno a la implantación de esquemas de participación privada y (iii) la constitución de un fondo fiduciario en la FEN para apoyar los procesos de saneamiento financiero y la vinculación del sector privado. Por otra parte, es importante resaltar la voluntad del Gobierno de aprovechar estos procesos para hacer efectiva la separación de las actividades de generación, transmisión y distribución, como lo ordena las Leyes 142 y 143 de 1994.

5. **La privatización de las electrificadoras.** En general, es destacable el consenso que existe a nivel del Gobierno sobre la necesidad de adelantar procesos para vincular inversionistas estratégicos a las empresas distribuidoras, mediante modalidades como la capitalización y la venta de activos. Aunque el objetivo inicial se ha centrado en las subsidiarias de Corelca y en las electrificadoras de Chocó, Cauca, Nariño, Quindío, Tolima, Huila, Caquetá, Cundinamarca y Meta, la estrategia se extenderá a la totalidad de las empresas.

6. **La dificultad de los procesos.** Aunque la Nación es el socio mayoritario de las electrificadoras, su venta al sector privado no va a ser un asunto fácil. En los departamentos, las electrificadoras son vistas como un patrimonio local, aunque buena parte de la infraestructura haya sido realizada con recursos de la Nación, así las haya capitalizado en forma recurrente. De ahí que la capitalización y venta puede estar rodeada de obstáculos y de transacciones políticas que pueden ahuyentar al sector privado. Con excepción del grupo de electrificadoras de la Costa Atlántica, en el resto de los grupos no existe homogeneidad. Poco tienen en común Chocó con Nariño o Meta con Quindío, para citar sólo dos ejemplos. Los esfuerzos del pasado para crear empresas regionales fracasaron por resistencias de orden político. Además, hay que tener en cuenta que de acuerdo con los análisis de viabilidad empresarial realizados por la CREG, el valor del negocio a precios de mercado es negativo para la mayoría de las electrificadoras de la Costa Atlántica y para algunas del interior. O sea, regalarlas podría ser un buen negocio, siempre y cuando los privados asuman la responsabilidad de prestar eficientemente estos servicios y asuman los pasivos de las empresas. El problema es cómo hacer entender a la población y a las entidades de control del Estado esta lógica económica.

7. **La necesidad de explorar otras opciones.** Aunque el Gobierno espera que los privados traigan recursos frescos de capital y asuman el control de estas empresas, es probable que en muchas de ellas, por las características de los mercados, no sea factible lograr este objetivo. En tal caso, se deben explorar otras modalidades, como los contratos de gestión o de concesión. Estas modalidades se están aplicando ya en los servicios de agua potable y alcantarillado, que tienen características similares a los de la distribución - comercialización de energía eléctrica.

8. **Los planes de reestructuración.** La decisión de la CREG de exigir a las empresas no viables (la mayoría de las electrificadoras) que en los planes de reestructuración consideren la opción de vincular al sector privado es una medida coherente con las políticas trazadas por el Gobierno para las actividades de distribución. Aunque la Ley le otorgó la facultad a la CREG de ordenar la liquidación de las empresas monopolísticas oficiales que no cumplan con los requisitos de eficiencia exigidos en la Ley 142 de 1994 (artículo 73.15), no es claro que esta entidad tenga el poder real de llevar a cabo esta tarea. La ineficiencia de las electrificadoras no es asunto nuevo. Ni siquiera la SSP ha podido tomar posesión de empresas de reconocida ineficiencia. El entorno político que rodea a las mismas hace difícil llevar a la práctica estas acciones. Inclusive, medidas tomadas por la CREG en relación con Corelca en 1996 tuvieron que ser reversadas por presiones políticas. Esta situación le generó a la CREG problemas con el Congreso de la República. No parece, por tanto, que existan en la actualidad condiciones políticas para aplicar medidas de fuerza, no obstante las manifestaciones del Gobierno que va a intervenir las electrificadoras ineficientes. Por otra parte, el año 98 es un año electoral y de cambio de Gobierno. Esta situación constituye un freno para la toma de medidas de fuerza y un factor de incertidumbre para los privados interesados en participar en los procesos de capitalización que están en marcha.

9. **El apoyo del Estado a los mercados débiles.** Las reglas del mercado mayorista de seguro van a ahondar la debilidad de los mercados de las electrificadoras, porque irremediamente los usuarios industriales terminarán por contratar directamente sus necesidades de energía con empresas de generación -

comercialización. Esto significará un aumento en la composición de usuarios residenciales. En estas circunstancias, será difícil encontrar privados que aporten capital de riesgo para realizar las inversiones requeridas para la expansión. Para los privados, la prestación del servicio de energía eléctrica es un *negocio*. Su interés está determinado por las expectativas de obtener una rentabilidad atractiva, igual o superior a la que obtendrían en negocios de riesgo comparable. Por tanto, si las tarifas no cubren la totalidad de los costos, o si razones de orden social obligan a otorgar subsidios a los más pobres, el Estado va a tener que aportar recursos para asegurar la prestación del servicio de electricidad a todos los habitantes, como lo ordena la Constitución Política de Colombia. Los subsidios se pueden dar de dos formas: *subsidios a la oferta*, mediante la financiación de inversiones destinadas a expandir la cobertura del servicio, y mejorar su calidad, a los más pobres, o *subsidios al consumo*, mediante transferencia de recursos presupuestales para cubrir la parte del costo del servicio que no sea pagado por el usuario. Por razones políticas, es probable que se mantengan ambos tipos de subsidios.

10. **La necesidad de recursos frescos.** En el caso en que la vinculación del sector privado se haga mediante contratos de gestión o concesión, ello implicará una coparticipación pública - privada en la prestación del servicio de energía eléctrica, donde la parte privada asumirá el control total de la gestión y el sector público el financiamiento de la mayoría de las inversiones de expansión. De ser así, el Estado probablemente tendrá que acudir a nuevos empréstitos, algunos de ellos con la banca multilateral, para financiar las nuevas inversiones en distribución de electricidad. En opinión del Conpes "...los niveles de inversión en estas actividades continúan siendo bajos, con lo cual las posibilidades de mejorar la calidad del servicio, de reducir sus sobrecostos y de extender la cobertura son bastante limitados..."¹.

¹ Conpes - 2950 de septiembre 24 de 1997.

Capítulo I
SITUACIÓN ACTUAL

1.1 En el presente capítulo se hace una descripción de la situación financiera y comercial de las electrificadoras. A excepción de las empresas de Antioquia (EADE) y de Amazonas (EDA) que son oficiales, las demás empresas son de naturaleza mixta, con una alta participación accionaria de la Nación.

1.2 La evaluación financiera y empresarial de largo plazo de las electrificadoras fue realizada en los estudios de viabilidad empresarial presentados a la CREG en 1997, sobre los cuales esta entidad ya se pronunció exigiendo la reestructuración de las que encontró no viables y la revisión de los planes de inversión en otras para ver si de esa forma lograban viabilidad (ver Capítulo II). Por razones de reserva de la información, no se tuvo acceso a dichos estudios. El análisis de las electrificadoras se realizó, por tanto, con base en la siguiente información: (i) la publicada por la SSP en la Revista "Supercifras en Kilovatios Hora", No. 1 de 1997, (ii) el documento "Evaluación Convenios de Desempeño 1992 - 1995" preparado por la FEN en agosto de 1996 y (iii) la contenida en el documento elaborado para el BID por el Dr. Ignacio Coral denominado: "Caracterización de 23 empresas eléctricas para identificar políticas de participación privada" de noviembre de 1997^{1/}.

A. SITUACIÓN COMERCIAL

1.3 **Composición del mercado.** Las electrificadoras atienden, en conjunto, un mercado de 3.929.268 usuarios, a los que venden 13.762 GWH/año, para una facturación anual de \$ 1.122.899 millones. El 93% de este mercado corresponde a usuarios residenciales, el 5% comerciales, el 1% oficiales y el 1% industriales.

1.4 **Consumos.** Los usuarios residenciales consumen el 52% de la energía vendida y aportan el 38% de los ingresos por ventas. En cambio, las actividades económicas consumen el 35% de la energía y su facturación equivale al 47% de las ventas. Esto demuestra la alta dependencia de las electrificadoras de los grandes usuarios, los cuales, a medida que se amplíe el mercado mayorista, de seguro emigrarán a él para comprar la energía a las empresas de generación - comercialización, lo que traerá el consecuente deterioro de los mercados atendidos por las electrificadoras.

1.5 **Distribución.** En el cuadro 1.1 se presenta la distribución de usuarios, consumos y facturación por zonas. En el anexo (cuadros A1-1 al A1-3) se incluye la misma información por empresas y zonas. Como se puede observar, la Costa Atlántica tiene la mayor participación en usuarios, consumo y facturación.

^{1/} La información de la SSP se basó en los informes de auditoría externa ordenados por la Ley 142 de 1994. La información del Dr. Coral se basó en los Planes de Gestión y Resultados de las empresas y en información suministrada por la UPME.

Cuadro. 1.1
MERCADO POR ZONAS 1996

Zona	Usuarios (No)	Partic. (%)	Consumo (GWh/año)	Partic. (%)	Facturación (Millones \$)	Partic. (%)	Tarifa Promedio (\$/KWh)
Costa Atlántica	1.038.618	26	4.828	35	418.576	37	86
Nororiente	846.886	22	2.730	20	210.069	19	77
Centro Oriente	615.909	16	1.925	14	163.432	15	85
Noroccidente	831.941	21	2.456	18	186.863	17	76
Suroccidente	591.721	15	1.799	13	141.764	13	79
Amazonas	4.193	0	24	0	2.195	0	93
Total (No)	3.929.268	100	13.762	100	1.122.899	100	81

Fuente: SSP, SuperCifras, Revista 1, 1997.

1.6 *Usuarios residenciales.* El mercado de las electrificadoras está constituido en un 73% por usuarios urbanos y en un 27% rurales. El 88% de los residenciales son de bajos recursos (estratos 1, 2 y 3). En el Cuadro 1.2 se ilustra la participación de los usuarios de estratos bajos y se indica el consumo de subsistencia.

Cuadro 1.2
USUARIOS Y CONSUMO ESTRATOS 1, 2 Y 3 EN 1996 (1)

Zona	Usuarios Residenciales (No)	Usuarios Estratos 1, 2 y 3 (No.)	%	Consumo Residencial (GWh/año)	Consumo de Subsistencia (GWh/año)	%
Costa Atlántica	966.062	815.447	84	2.355	1.265	54
Nororiente	783.833	695.605	89	1.229	724	59
Centro Oriente	460.166	399.692	87	788	542	69
Noroccidente	759.820	691.323	91	1.606	983	61
Suroccidente	562.517	499.053	89	987	484	49
Total	3.532.398	3.101.120	88	6.965	3.999	57

Fuente: SSP, SuperCifras, Revista No. 1, 1997.

(1) No se incluyen los departamentos de Amazonas, San Andrés y Huila.

1.7 *Consumos promedios.* El consumo promedio residencial es de 158 KWh mensuales, aunque esta cifra tiene una amplia dispersión. Los mayores consumos corresponden a los departamentos del Atlántico, Cesar, Chocó y Guajira con consumos por usuario de 246 KWh/mes, 233 KWh/mes, 229 KWh/mes y 220 KWh/mes respectivamente. Los menores consumos corresponden a Quindío (78 KWh/mes), Caquetá (73 KWh/mes) y Boyacá (70 KWh/mes).

1.8 *Tarifas.* La tarifa global promedio del año 96 fue de \$ 81 /KWh. Las tarifas promedio por tipos de usuario, como porcentaje de la global, son: 72% la residencial, 165% la comercial, 131% la industrial y 136% la oficial. Las tarifas promedio más altas corresponden a San Andrés (\$140/KWh), Guajira (\$ 96/KWh), Huila (\$ 93/KWh) y Meta (\$ 92/KWh). Las más bajas a Boyacá (\$ 77/KWh) y Nariño (\$ 67/KWh). Por su parte, la tarifa promedio del consumo de subsistencia aplicada a los usuarios de estratos bajos es, en promedio, \$ 36/KWh, mientras los aportes para subsidio del consumo de subsistencia otorgados por la Nación representan en promedio \$ 22/KWh y las contribuciones del resto de usuarios \$ 29 /KWh, para un valor por consumo de subsistencia de \$87/KWh en promedio. En el cuadro A1-4, del anexo, se presentan las tarifas por tipo de usuarios y la composición del ingreso por consumo de subsistencia por departamentos. En el cuadro 1.3 se ilustra la financiación del consumo de subsistencia por zonas.

Cuadro 1.3
FINANCIACIÓN DEL CONSUMO DE SUBSISTENCIA
 1996 (1)

Zona	Facturación Estratos 1,2 y 3 (Millones \$)	%	Contribución Resto Usuarios (Millones \$)	%	Subsidios Nación (Millones \$)	%
Costa Atlántica	45.887	36	59.648	46	23.145	18
Nororiente	27.539	52	18.773	36	6.538	12
Centro Oriente	20.826	51	9.187	23	10.492	26
Noroccidente	35.780	53	14.660	22	17.224	25
Suroccidente	15.091	30	13.760	27	21.628	43
Total	145.123	43	116.028	34	79.027	23

Fuente: SSP, SuperCifras, Revista 1, 1997.

(1) No se incluyen los departamentos de Amazonas, San Andrés y Huila.

1.9 *Diferenciación de mercados.* El tamaño del mercado de las 25 electrificadoras varía entre 4.193 usuarios (Amazonas) y 399.065 usuarios (Antioquia). Las electrificadoras con una participación mayor al 5% en el mercado del conjunto son: Antioquia (10%), Santander (9%), Atlántico (8%), Caldas (8%), Valle (7%), Tolima (6%) y Boyacá (6%), Norte de Santander (5%), Nariño (5%) y Bolívar (5%). Los usuarios residenciales de estratos bajos representan entre el 84% y el 96% del total de residenciales. Los industriales son del orden del 1% o menos, al igual que los oficiales.

1.10 *Electrificadoras con una participación mayor o igual al 5% sobre el conjunto.* Los mercados de las electrificadoras se diferencian básicamente por la composición de su mercado residencial, el consumo de sus usuarios industriales y el grado de dependencia de los usuarios no regulados. En el cuadro 1.4 se presentan algunos datos que ilustran esta diferenciación. Al respecto se observa:

- Atlántico y Norte de Santander tienen un mercado básicamente urbano. Nariño, Antioquia y Boyacá tienen un mercado rural mayor al 40%. Los demás están en el promedio en cuanto a población rural.
- Valle se distingue por tener un buen mercado industrial (38%) al que factura el 52% del total de sus ventas. De igual manera, Caldas y Santander tienen un importante mercado industrial.
- Todas las electrificadoras dependen de sus usuarios industriales. Tolima tiene un solo usuario no regulado al que vende 174 GWh/año (23% de la energía) y le factura un valor equivalente al 17% del total. Boyacá, que vende 377 GWh/año (42% de la energía) a 6 usuarios no regulados, les factura una suma equivalente al 37% del valor de sus ventas. Por otra parte, la dependencia de Bolívar y Atlántico de sus usuarios no regulados es moderada. Antioquia, Santander y Nariño no tienen usuarios no regulados.
- La existencia de actividades económicas determina el porcentaje de contribuciones de los clientes al consumo de subsistencia los usuarios de estratos bajos, a saber: Atlántico (66%), Bolívar (64%), Boyacá (49%) y Valle del Cauca (53%). Por lo contrario, en Antioquia, con una industria relativamente pequeña y un mercado rural amplio, las contribuciones sólo representan el 23%.

Cuadro 1.4
ELECTRIFICADORAS QUE PARTICIPAN
EN UN 5% O MAS EN EL MERCADO CONJUNTO

	Numero de Usuarios	(%)	Usuarios Rurales (%)	Facturación No Regulados (No)	Valor de la Facturación	
					No Regulados (%)	Industriales (%)
Antioquia	399.065	10	42	0	0	19
Santander	359.328	9	23	0	0	29
Atlántico	309.561	8	3	5	5	26
Caldas	294.768	8	29	6	(*)	31
Valle	279.496	7	28	7	3	52
Tolima	223.661	6	25	1	17	21
Boyacá	252.705	6	44	6	37	18
N. de Santander	208.496	5	7	2	3	21
Nariño	180.564	5	40	1	0	14
Bolívar	178.428	5	31	4	4	16
Total	2.686.072	69				

Fuentes: SSP, SuperCifras, Revista 1, 1997 y Caracterización de las electrificadoras por el Dr. Coral, 1997.

(*) SuperCifras no incluye este dato.

1.11 *El resto de electrificadoras.* En el cuadro 1.5 se presentan algunos datos que ilustran las características de las electrificadoras. Al respecto se observa:

- Quindío y Meta tienen una población básicamente urbana. Sucre tiene un mercado rural, al igual que Cauca. San Andrés a pesar de su tamaño, se destaca por el alto valor de sus ventas al sector industrial (30%) y al comercial (25%). A excepción de Quindío, el mercado residencial de estas electrificadoras está compuesto en más del 90% por usuarios de estratos bajos.
- En estas electrificadoras no hay dependencia de los usuarios no regulados. Solo Cauca y Sucre tienen usuarios no regulados. Tanto en Cauca como en Sucre a un solo usuario se le suministran 29 GWH/año y 31 GWH/año respectivamente; en ambos casos el valor de la facturación equivale al 7% de las ventas.
- La facturación industrial y comercial es importante en la mayoría de las electrificadoras, especialmente en Cundinamarca (25% del valor de su facturación), Magdalena (26%), San Andrés (30%) y Amazonas (30%).

1.12 *En conclusión.* Las electrificadoras tienen una elevada composición de usuarios residenciales y una alta dependencia de la facturación que realizan a las actividades productivas. Dentro del nuevo esquema de operación del sector, estos mercados tienden al debilitamiento ante el retiro potencial de los usuarios no regulados (cada vez en un número mayor), factor que debe tenerse en cuenta al diseñar los procesos de participación privada.

1.13 *Actividades.* En el cuadro 1.6 se resumen las actividades desarrolladas por las diferentes electrificadoras. La capacidad de generación de las electrificadoras departamentales es la siguiente: Costa Atlántica: 125 MW (excluye Corelca), Nororiente: 527 MW, de los cuales el 97% corresponde a generación térmica; Centro Oriente: 66.4 MW; Noroccidente: 192.2 MW y Sur Occidente: 793.8

MW, de los cuales el 93% corresponde al Valle del Cauca (EPSA)².

Cuadro 1.5
ELECTRIFICADORAS CON UNA PARTICIPACIÓN EN USUARIOS
MENOR AL 5% DEL CONJUNTO COMPOSICIÓN DEL MERCADO

	Numero de Usuarios	(%)	Usuarios Rurales (%)	Usuarios Estratos 1, 2 y 3	Valor de la Facturación	
					Comercial (%)	Industrial (%)
Córdoba	154.132	4	(*)	91	20	16
Cundinamarca	144.806	4	23	86	17	25
Magdalena	131.696	3	16	84	16	26
Cauca	131.661	3	42	92	11	16
Huila	115.149	3	31	(**)	22	17
Quindío	110.737	3	12	80	21	15
Meta	98.837	3	10	92	24	20
Cesar	97.157	2	17	93	16	20
Sucre	96.173	2	66	94	10	20
Guajira	59.594	2	(*)	89	15	9
Caquetá	33.456	1	(*)	94	31	8
Chocó	27.371	1	23	96	13	11
Arauca	26.357	1	(*)	92	29	2
San Andrés	11.877	0	(*)	(**)	25	30
Amazonas	4.193				14	32
Total	1.243.196	32				

Fuentes: SSP, SuperCifras, Revista 1, 1997 y Caracterización de las electrificadoras por el Dr. Coral, 1997.

(*) El documento de caracterización no incluye estos datos. (**) Supercifras no incluye estos datos.

1.14 *Balance de energía 1996 y pérdidas.* Con excepción de los departamentos de Boyacá, Santander, Tolima, Caldas y Valle del Cauca, la generación de las electrificadoras departamentales no alcanza a cubrir el 20% de su demanda. En casos como los de la Costa Atlántica y los departamentos de Norte de Santander, Cundinamarca, Huila, Antioquia, Cauca y Nariño, las pérdidas del sistema son superiores a la generación propia. Las pérdidas de energía son en promedio del 24%, donde las más altas corresponden a Córdoba (36%), Magdalena (33%), Chocó (38%), Cauca (30%) y Nariño (33%). Las electrificadoras con menores pérdidas son: Boyacá (13%), Santander (15%), Cundinamarca (15%), y Quindío (18%). Valle es el caso atípico, en el cual la generación es el doble de la demanda y las pérdidas son tan sólo el 12% de su generación.

1.15 *Compras de energía 1996.* Las compras de energía realizadas por las electrificadoras en 1996 fueron de 16.391 GWh (119% del consumo facturado a los usuarios), de los cuales el 92% se compró mediante contratos de largo plazo y el 8% en la Bolsa. La tarifa promedio en 1996 por compras de largo plazo fue de \$ 36/KWh y por compra en Bolsa de \$ 23/KWh. Las electrificadoras con un porcentaje significativo de compras en Bolsa fueron: Córdoba (16%), Arauca (25%), Cundinamarca (12%), Tolima (13%), Antioquia (32%), Chocó (48%), Cauca (13%) y Nariño (18%).

² Información tomada del informe del Dr. Coral, op. cit.

Cuadro 1.6
ELECTRIFICADORAS CON ACTIVIDADES
INTEGRADAS VERTICALMENTE EN 1996

Zona	Integradas Verticalmente	Generación	Distribución y Comercialización
Costa Atlántica	Atlántico, Bolívar y Córdoba	Térmica	Cesar, Guajira, Magdalena, San Andrés y Sucre
Nororiental	Boyacá, N. de Santander Santander	Térmica Hidro y Térmicas	Arauca
Centro Oriente	Cundinamarca y Huila	Hidráulica	Caquetá y Meta
Noroccidente	Caldas y Quindío	Hidráulica	Antioquia y Chocó
Sur Occidente	Cauca y Nariño Valle	Hidráulica Hidro y Térmicas	

Fuente: Coral, I., Caracterización de las electrificadoras para el BID, 1997.

Cuadro 1.7
BALANCE DE ENERGÍA -1986

Zona	Demanda (GWh/Año)	Generación (GWh/Año)	Generación/Demanda (%)	Pérdidas / Demanda (%)	Pérdidas / Generación (%)
Costa Atlántica	6.739	330	5	27	561
Nororiental	3.350	553	16	16	98
Centro Oriente	2.508	307	12	22	179
Noroccidente	3.426	777	23	23	103
Sur Occidente	2.744	3684	134	27	20
Total	18.769	5.652	30	24	80

Fuente: Coral, I., Caracterización de las electrificadoras para el BID, 1997.

(1) No incluye San Andrés ni Amazonas.

1.16 *En conclusión*, si se excluye a Boyacá, Santander, Tolima, Caldas y Valle, las pérdidas de energía son mayores a la cantidad de energía generada por las electrificadoras. Todas ellas, menos Valle, son importadoras netas de energía.

B. SITUACIÓN FINANCIERA A 1996^{3/}.

1.17 En el Cuadro 1.8 se presenta la información de activos, ingresos operacionales, utilidad operacional, endeudamiento y utilidad operacional. Se puede observar:

- En el año 96, la utilidad operacional del Valle (\$59.362 millones) fue equivalente al 43% de las del conjunto de electrificadoras. Las empresas de la Costa Atlántica, a excepción de Bolívar, Cesar y Guajira, dieron pérdidas operacionales, al igual que las de Arauca, Caquetá, Antioquia, Chocó y Amazonas. Llama la atención el hecho de que la electrificadora del Atlántico con los mayores ingresos operacionales (\$ 201.869 millones que equivalen al 13% del conjunto) tenga pérdidas. Se destaca la pérdida operacional de la electrificadora de Antioquia que alcanza los \$25 mil millones, la mayor registrada en el sector eléctrico.

^{3/} Información tomada de la revista SuperCifras, 1997.

- La utilidad operacional de las electrificadoras, en relación con sus ingresos operacionales, es del 9% para el conjunto y varía entre un 30% en Valle y -51% en Arauca; a ésta última le siguen Antioquia (- 24%), San Andrés (- 24%), Sucre (- 21%), Caquetá (- 11%) y Chocó (- 9%). Por otra parte, las empresas con mejor relación de utilidad operacional sobre ingresos operacionales son: Santander (31%), Valle (30%), Boyacá (23%), Norte de Santander (23%), y Cundinamarca (21%). La Costa Atlántica y el Centro Oriente tienen el mayor endeudamiento, y su pasivo es de más del 100% de sus ingresos operacionales, mientras el Nororiente tienen el menor endeudamiento (23%). Chocó presenta insolvencia.

1.18 *Composición del activo corriente.* En el Cuadro 1.9 se presenta la composición del activo corriente y de las cuentas por cobrar, por zonas. En el cuadro A1-5, del anexo, se presenta la misma información por empresas. El activo corriente del conjunto de electrificadoras está conformado en un 61% por cuentas por cobrar, cuyo valor representa el 39% de los ingresos operacionales del conjunto. La situación es crítica en la Costa Atlántica, que concentra el 54% de las cuentas por cobrar. Por otra parte, el Noroccidente, Boyacá y Santander tienen los menores porcentajes de cuentas por cobrar en relación con el activo corriente.

1.19 *Cartera vencida.* La cartera vencida equivale al 53% del activo corriente del conjunto. Al observar la cartera vencida de las electrificadoras se aprecia:

- La edad de la cartera vencida a diciembre de 1996 se distribuye en 44% por debajo de un año y en un 56% es de más de un año. La cartera más antigua corresponde a la Costa Atlántica.
- El 98% de la cartera vencida corresponde a la distribución y comercialización de la energía. Los problemas de recaudo están en los usuarios residenciales y oficiales (incluido alumbrado público), que constituyen el mercado natural de las electrificadoras. En el Cuadro 1.20 se presenta la distribución de la cartera vencida por zonas y sectores de consumo. El 36% del total corresponde al sector residencial y el 31% es cartera oficial.

1.20 *Cuentas por pagar.* Las cuentas por pagar a comercializadores de energía ascienden a \$429.524 millones y constituye el 23% del pasivo de las electrificadoras. De ésta, un 41% es deuda corriente y el 59% restante vencida; el 85% corresponde a compras de energía y el 7% a peajes de transmisión. Por edad, esta deuda se distribuye así: un 63% tiene menos de un año y el 36% más de un año. La deuda de más de seis (6) meses corresponde a las electrificadoras de Atlántico, Bolívar, Cesar, Guajira, Magdalena, Sucre, Arauca, Chocó y Nariño. La Costa Atlántica concentra el 69% de la deuda por comercialización, correspondiendo al Atlántico el 20% de la deuda total y a Magdalena un 14% del total; le siguen Antioquia (7%) y Nariño (5%).

1.21 *En conclusión,* la utilidad operacional de las electrificadoras en relación con sus ingresos operacionales es del 9% para el conjunto y varía entre -51% en Chocó hasta el 30% en Valle. La Costa Atlántica se caracteriza por su bajo desempeño financiero y la mayoría de sus electrificadoras dan pérdida operacional. Atlántico que tiene los mayores ingresos operacionales del conjunto, concentra el 54% de las cuentas por cobrar y el 69% de las cuentas por pagar por comercialización. Antioquia da la mayor pérdida operacional del conjunto y del sector. Chocó resulta insolvente. Las cuentas por cobrar equivalen al 61% del activo corriente. Es clara la mala calidad de la cartera de usuarios residenciales y oficiales, pero existe una clara dispersión en la gestión de la misma. Mientras la Costa Atlántica y Nariño concentran las cuentas por pagar por energía con más de seis meses de antigüedad, las siguientes electrificadoras no tienen deudas vencidas por comercialización: Boyacá,

Norte de Santander, Santander, Caquetá, Cundinamarca, Meta, Caldas, Quindío y Valle.

Cuadro 1.8
RESULTADOS FINANCIEROS ELECTRIFICADORAS
1996

EMPRESA	ACTIVO		UTILIDAD OPERACIONAL		INGRESOS OPERACIONAL		PASIVO/ACTIVO	U. OPER./ING. OPER.	U. OPER./ACTIVOS
	Millones \$	(%)	Mill. ones \$	(%)	Millones \$	(%)	%	%	%
Atlántico	320.027	7	-203	0	201.869	13	84	0	0
Bolívar	166.170	4	3.130	2	98.778	7	44	3	2
Cesar	54.947	1	488	0	33.594	2	61	1	1
Cordoba	125.468	3	-2.991	-2	52.451	3	62	-6	-2
Guajira	37.984	1	3.292	2	26.582	2	47	12	9
Magdalena	111.545	2	-3.238	-2	54.912	4	75	-6	-3
San Andrés	21.924	0	-3.689	-3	16.709	1	77	-22	-17
Sucre	66.961	1	-6.521	-5	31.714	2	90	-21	-10
Subtotal	905.026	19	-9.732	-7	516.609	34	70	-2	-1
Arauca	27.848	1	-3.918	-3	7.710	1	17	-51	-14
Boyacá	232.681	5	15.948	12	69.599	5	23	23	7
Norte De Santander	141.244	3	22.778	17	97.905	6	42	23	16
Santander	403.609	9	33.439	24	109.207	7	18	31	8
Subtotal	805.382	17	68.247	50	284.421	19	23	24	8
Caquetá	14.025	0	-827	-1	7.332	0	47	-11	-6
Cundinamarca	89.809	2	11.706	9	53.280	4	44	22	13
Huila	62.822	1	3.056	2	41.273	3	40	7	5
Meta	55.583	1	4.498	3	32.768	2	43	14	8
Tolima	146.746	3	8.281	6	71.116	5	77	12	6
Subtotal	368.985	8	26.714	20	205.769	14	56	13	7
Antioquia	243.147	5	-25.196	-18	105.801	7	38	-24	-10
Caldas	419.541	9	13.074	10	96.565	6	24	14	3
Chocó	16.038	0	-729	-1	8.070	1	131	-9	-5
Quindío	52.048	1	4.757	3	28.006	2	28	17	9
Subtotal	730.774	16	-8.094	-6	238.442	16	32	-3	-1
Cauca	113.647	2	852	1	37.105	2	37	2	1
Nariño	103.025	2	3.392	2	45.616	3	89	7	3
Valle	1.625.758	35	55.118	40	185.254	12	27	30	3
Subtotal	1.842.430	40	59.362	43	267.975	18	31	22	3
Amazonas	9.266	0	-708	-1	3.954	0	44	-18	-8
Total	4.652.597	100	136.497	100	1.513.216	100	39	9	3

Cuadro 1.9
COMPOSICIÓN DEL ACTIVO CORRIENTE
Y LA CARTERA DE LAS ELECTRIFICADORAS A DIC. DE 1996

ZONA	Activo 1996		Cuentas Por Cobrar (Millones \$)	CxC/ A. Corr. %	CxC/ Ing. Op. (%)	Rotación C X C (días)	Cartera Vencida (Millones \$)	C.V./ CxC %
	Corriente							
	(Millones \$)	%						
Costa Atlántica	367,529	41	323,083	88	63	225	356,758	110
Nororiente	168,622	21	54,533	32	19	69	28,933	53
Centroriente	103,682	28	79,740	77	39	140	58,994	74
Noroccidente	203,798	28	61,261	30	26	92	31,660	52
Sur Occidente	127,348	7	77,258	61	29	104	40,120	52
Total	970,979	21	595,875	61	39	142	516,465	87

Cuadro 1.10
CARTERA VENCIDA POR SECTORES DE CONSUMO
DE LAS ELECTRIFICADORAS A DIC. 31/96

ZONA	Total (Millones \$)	Residencial		Comercial		Industrial		Oficial	
		(Millones \$)	(%)	(Millones \$)	(%)	(Millones \$)	(%)	(Millones \$)	(%)
Costa Atlántica	356,758	140,945	78	33,441	73	23,513	57	108,348	69
Nororiente	28,309	5,145	3	1,989	4	4,691	11	9,697	6
Centroriente	58,994	13,262	7	5,611	12	2,941	7	30,452	19
Noroccidente	30,297	11,636	6	2,465	5	2,741	7	3,317	2
Sur Occidente	33,234	10,695	6	2,199	5	7,148	17	5,374	3
Amazonas	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	507,592	181,683	100	45,705	100	41,034	100	157,188	100

FUENTE: SSP, Revista SuperCifras, 1997.

C. EL DESEMPEÑO EMPRESARIAL

1.22 *Evaluación del desempeño 1992-1995.* Durante el período 1992 - 1995 la FEN realizó el seguimiento de los convenios de desempeño firmados con las empresas del sector eléctrico. De acuerdo con el cumplimiento de los mismos, la FEN realizó la siguiente clasificación de las electrificadoras:

- *Empresas que siempre se destacaron por su buen desempeño:* Bolívar, Santander, Norte de Santander y Caldas ⁴. Característica: estructura del mercado favorables.
- *Empresas con calificación deficiente:* Cesar, Córdoba, Magdalena y Chocó. Aspectos que determinan su continuo deterioro: recursos financieros escasos, mercados débiles, estructura tarifaria inadecuada, altas pérdidas de energía, dificultades y falta de compromiso en la recuperación de cartera, alta injerencia política e inestabilidad en las administraciones.

⁴ Al respecto vale la pena anotar que el Dr. Coral, mediante la aplicación del modelo *Data Envelopment Analysis*, caracterizó las electrificadoras según la eficiencia empresarial, encontrando que Caldas era ineficiente y que Nariño y Boyacá eran eficientes, lo que contrasta con la evaluación de la FEN con base en el seguimiento de los convenios de desempeño.

1.23 *Clasificación de las empresas según las características del mercado.* De acuerdo con la gestión de recaudo, rotación de cartera privada y saneamiento de la cartera oficial, la FEN realizó la siguiente clasificación en función de las características de los mercados y la gestión realizada:

- *Estructura de mercado favorable y adecuada gestión:* Santander, Quindío, Caldas y Norte de Santander. Aspectos: esfuerzos al cumplimiento de las metas, consolidación de sus índices de recaudo, rotación de cartera privada y saneamiento de cartera oficial.
- *Mercados favorables, pero deficiente gestión empresarial:* Boyacá y Atlántico.
- *Mercados débiles, con buena gestión empresarial:* Caquetá y Meta. Aspectos: muestran buenos niveles de gestión.
- *Mercados débiles, con problemas estructurales:* Nariño, Chocó y Antioquia.
- *Mercados débiles, con deficiente gestión empresarial:* electrificadoras de la Costa Atlántica. Aspectos: desmejora en el recaudo, aumento ostensible de cartera y acumulación de volúmenes de cuentas vencidas por pagar en niveles preocupantes.

1.24 *Cartera Oficial.* Sobre la recuperación de cartera oficial, la FEN hace referencia a los *acuerdos de refinanciación de deuda del sector oficial* firmados por las electrificadoras con los municipios, por medio de los cuales las generadoras refinanciaban la deuda de las electrificadoras y éstas a las entidades oficiales, constituyendo pagarés. Fueron impulsados por la Nación que ofreció financiación de largo plazo en condiciones blandas. En un principio, solo Santander, Boyacá y Caldas lograron una recuperación de cartera; las demás mantuvieron recaudos entre 0% y 50%. Sin embargo, las electrificadoras del interior iniciaron procesos de cobro jurídico que dieron resultados positivos, mientras que en la Costa Atlántica ésta estrategia fue un fracaso (no ejecutaron los pagarés). Esta situación se refleja claramente en los resultados obtenidos en 1996.

1.25 *Rotación de cuentas por pagar.* Según la FEN, este indicador refleja el impacto positivo de los convenios de desempeño. Menciona el problema *estructural de Antioquia, Nariño y Chocó* por la composición débil de sus mercados y la falta generalizada de una verdadera gestión de recaudo en la Costa Atlántica. Anota que los subsidios explícitos otorgados por el Gobierno Nacional en el período 1991 - 1995 y la reestructuración en condiciones blandas de casi la totalidad de todas las deudas de las empresas en 1992, incidieron en el mejoramiento de las empresas que obtuvieron un resultado positivo. Por otra parte, destaca el deterioro en la Costa Atlántica, Antioquia, Chocó y Nariño, debido a la baja gestión administrativa, rezago tarifario, diferente indexación en las tarifas de compra y venta, altas pérdidas de energía y excesivos costos de administración.

1.26 *Índices de pérdidas.* Los índices de pérdidas más bajos coinciden con empresas que tienen estructuras de mercado favorables, donde las ventas al sector industrial son representativas. Si en algunas de ellas se hiciera el cálculo de este índice excluyendo el segmento industrial, éste se elevaría. Esta situación se evidenció en la Electrificadora de Bolívar con la entrada de Proeléctrica en 1993, que se llevó el mercado industrial de la zona de Mamonal. Por otra parte, la incidencia de la subnormalidad y la falta de recursos se constituyen en el principal problema para establecer programas efectivos de control y reducción de pérdidas, especialmente en lo relacionado con el mantenimiento y remodelación de redes. Los principales factores para el alto nivel de pérdidas, según la FEN, son:

- Asignación mínima de recursos para los proyectos de inversión dirigidos a la reducción de pérdidas.
- Deficiencias en la medición y cambio de fronteras del STN.
- Expansión de la infraestructura rural con mínimas normas técnicas sin reforzar la estructura principal y sin instalar medidores.
- Incremento de asentamientos subnormales.
- Crecimiento desigual de los sectores comercial e industrial.
- Falta de gestión en el control de pérdidas.
- Obsolescencia del sistema de distribución.
- Mercados débiles, cuyas ventas al sector representan en muchos casos más del 50% de las ventas.

1.27 *Gastos administrativos.* La FEN destaca el peso de las prestaciones sobre el total de los gastos administrativos y el hecho de que su crecimiento está atado a factores ajenos a la inflación. En particular menciona:

- El cambio de régimen de contratación de los trabajadores de las empresas a raíz de la expedición de la Ley 142 de 1994, quedando sometidos al Código Sustantivo del Trabajo. La convención colectiva se extendió a los empleados públicos. Esto distorsionó el programa de reajuste salarial a directivos y llevó a un ajuste mayor al esperado.
- La aplicación de las disposiciones contenidas en la Ley 100/93 el Decreto 2852 de 1994 y el Decreto 2108/92 en lo referente al cálculo actuarial, que aumentaron las transferencias, pagos de jubilados y las prestaciones sociales.
- El régimen de jubilación de las convenciones colectivas de trabajadores (elevadas relaciones jubilados / personal activo) y demás beneficios (auxilios, primas extralegales, etc.). Por otra parte, destaca los sobrecostos laborales por horas extras, viáticos, etc.

1.28 *En conclusión.* Si se comparan los resultados del año 1996 con los planes de viabilidad empresarial (ver capítulo II), se concluye que la situación descrita por la FEN no se ha modificado en casi nada. Las pérdidas de energía continúan por encima del 20%. Las menores pérdidas se encuentran en Boyacá, Santander y Quindío; las más altas en la Costa Atlántica, aunque por debajo de las registradas en Chocó (38%). En la Costa Atlántica la cartera vencida de los usuarios residenciales varía entre 135 y 157 días, mientras en el nororiente y el centroriente es del orden de 80 días. Las cuentas oficiales por cobrar en la Costa Atlántica presentan vencimientos entre 300 y 1080 días. En esta región, el valor del negocio es en general negativo, al igual que en Chocó. La generación interna de fondos en Atlántico, Magdalena y Chocó es nula.

Capítulo II VIABILIDAD EMPRESARIAL

A. ESTUDIOS

2.1 El artículo 181 de la Ley 142 de 1994 dispuso que las empresas que estuvieran prestando servicios públicos domiciliarios tenían un plazo de dos años, contados a partir de su expedición, para realizar una evaluación de su viabilidad empresarial a mediano y largo plazo¹. De igual manera, estableció que si de ésta se desprendía un valor patrimonial negativo, o si las obligaciones existentes excedían la capacidad operativa de las empresas, las comisiones de regulación respectivas debían exigir un plan de reestructuración financiero y operativo.

2.2 En desarrollo de este mandato, la CREG expidió la Resolución 038/96, que contiene la metodología para realizar los estudios de viabilidad, tanto para la empresa en su conjunto, como para las actividades de generación y distribución - comercialización, por separado, para un período de 10 años (1996 - 2.005).

2.3 La *viabilidad empresarial* se definió como la capacidad de la empresa para cumplir con sus obligaciones contractuales, generar recursos para las inversiones y asegurar una rentabilidad adecuada. Comprende el análisis de:

- Valor del negocio o del patrimonio en el mercado con base en el valor presente del flujo de caja libre descontado.
- Cobertura de gastos financieros.
- Generación interna de fondos frente al servicio de la deuda y a los requerimientos del programa de inversiones. Se debe cubrir como mínimo un 40% de las inversiones.
- Valor neto agregado al negocio para los casos en que el valor patrimonial sea positivo.
- Contribución de cada actividad al valor total de mercado de la empresa o servicio.
- Apalancamiento operacional y financiero para evaluar el riesgo que enfrenta la empresa frente a fluctuaciones en los niveles de ventas.
- Cartera, pensiones de jubilación y pasivos contingentes.

2.4 La CREG definió los criterios de análisis, la forma de cálculo, los formatos de presentación y las características del modelo de proyección. Entre otros: (i) la estructura y el procedimiento para el cálculo del flujo de caja libre descontado, (ii) la metodología para la separación de actividades, (iii) la discriminación de las cuentas por cobrar, por tipos de usuarios y por antigüedad, (iv) la discriminación de la información sobre pensiones de jubilación, cálculo del pasivo actuarial, crecimiento del pasivo actuarial, valor amortizado, pasivo diferido o valor por amortizar, provisión anual hasta el año 2.005 y estimación del pago anual. La proyección de los estados financieros por actividades incluye la construcción de un escenario optimista y otro pesimista, según el *escenario de referencia de demanda* definido por la UPME, y los extremos de los indicadores de los planes de gestión presentados. Para los ingresos por ventas, se estableció el porcentaje de desmonte de los subsidios extralegales, por estratos, durante el período 1996 - 2.000. Para el cálculo de los ingresos se consideró el cubrimiento completo

¹ La Ley 286 de 1996 amplió este plazo en seis (6) meses.

del costo económico de la prestación del servicio, a través de las tarifas aplicadas al usuario final y los subsidios sufragados con las fuentes previstas en las leyes.

B. RESULTADOS

2.5 La CREG analizó los estudios de viabilidad empresarial presentados por las empresas a principios de 1997 y tomó tres tipos de acciones: (i) se pronunció mediante resolución sobre las empresas que *no eran viables*, a las cuales exigió adelantar un plan de reestructuración, (ii) solicitó ajustar los planes de inversión en algunas empresas para verificar si de esta manera lograban viabilidad y (iii) se abstuvo de pronunciarse en los casos en que las empresas eran viables.

2.6 En el cuadro 2.1 se presentan los resultados de los análisis de viabilidad empresarial y en el cuadro 2.2 alguna información relevante^{2/}.

Cuadro 2.1 RESULTADOS ANÁLISIS DE VIABILIDAD EMPRESARIAL (A noviembre 14 de 1997)				
REGIÓN	Viables	No Viables	No Viables Generación	Ajuste de Inversiones
COSTA ATLÁNTICA	San Andrés	Atlántico Bolívar Cesar Córdoba Guajira Magdalena Sucre Corelca		
NOR - ORIENTE	Santander	Arauca	Boyacá Norte de Santander	Norte de Santander (Distribución)
CENTRO - ORIENTE	Caquetá Cundinamarca Tolima			Huila Meta
NOR - OCCIDENTE	Antioquia	Caldas Chocó		Quindío
SUR - OCCIDENTE	Valle	Cauca Nariño		

Fuente: CREG.
En el caso de las empresas viables, o de aquellas que requieren ajustar las inversiones, la información fue verbal. Para las empresas no viables, la CREG expidió las siguientes resoluciones: Atlántico (125/97), Bolívar (138/97), Boyacá (127/97), Córdoba (128/97), Chocó (136/97), Guajira (129/97), Magdalena (137/97), Norte de Santander (139/97), Sucre (130/97) y Corelca (124/97).
La Electrificadora del Amazonas fue la única empresa que no presentó el estudio de viabilidad empresarial.

^{2/}Los estudios de viabilidad empresarial fueron analizados por un grupo interinstitucional compuesto por funcionarios de la CREG, el Ministerio de Minas y Energía, la UPME y la FEN, con el apoyo de los consultores externos Javier Serrano y Ramiro de la Vega.

Cuadro 2.2
INFORMACIÓN ESTUDIOS DE VIABILIDAD
ELECTRIFICADORAS

EMPRESA	GENERAL			CUENTAS POR COBRAR (Días)			INDICADORES VIABILIDAD		
	Nº Usuarios	Generac. (Mw)	% Pérdidas	Ventas (Gw-H)	Resid.	No Resid.	Oficial	Valor Negocio \$ Mercado	Generación Interna Fondos
Atlántico	307.682	0	21.2	2.045	226	71	313	Negativo	0.37
Bolívar	174.060	36	21.0	986	135	66	593	Negativo	1.54
Cesar									
Córdoba	144.829	0	35.9	442	213	127	1080	Negativo	0.38
Guajira	57.838	0	27.2	219	395	213	449	Negativo	1.11
Magdalena	131.040	0	34.9	557	415	359	706	Negativo	0.79
San Andrés									
Sucre	90.067	0	29.2	320	457	170	1.125	Negativo	1.24
Arauca									
Boyacá	233.928	272	12.7	956	60	86	72	Positivo	1.00
Norte Sant.	194.232	0	21.0	698	80	61	146	Positivo	1.82
Santander	359.871	184	14.5	1.216	76	n.d.	32	Positivo	1.94
Caquetá	32.901	0	19.8	75	86	86	(30)	Positivo	1.94
Cund/ca	139.771	0	21.4	465	66	42	672	Positivo	1.64
Huila	162.870	n.d.	24.0	409	74	200	111	Positivo	3.89
Meta	98.520	0	20.4	301	136	136	123	Positivo	3.44
Tolima	217.288	53	21.0	819	n.d.	n.d.	n.d.	Positivo	2.23
Antioquia	400.162	16.5	24.1	1.203	73	21	438	Positivo	1.17
Caldas									
Chocó	25.834	0	38.3	89	241	166	342	Negativo	0.79
Quindío	106.843	0	18.1	301	38	38	88	Positivo	1.42
Cauca									
Nariño									
Valle	260.000	857	19.1	998	n.d.	n.d.	n.d.	Positivo	1.55

Fuente: CREG. No fue posible conseguir información para las electrificadoras de Cesar, Arauca, Caldas, Cauca y Nariño

2.7 Las empresas no viables son aquellas que no están en capacidad de pagar sus obligaciones financieras y operativas, en un escenario de tarifas y costos de eficiencia^{3/}. Esto implica que no podrán atender a sus usuarios en los términos exigidos en los artículos 87 de la Ley 142 de 1994 y 44 de la Ley 143 del mismo año, extender la cobertura del servicio y proveer la confiabilidad necesaria en su prestación.

2.8 En los casos de las electrificadoras de Boyacá y Norte de Santander se encontró que la actividad de generación no es viable, lo que afecta el desarrollo normal de las actividades de distribución - comercialización.

2.9 En el caso de Corelca se estableció que la empresa no tenía capacidad operativa para cubrir sus obligaciones y que presentaba problemas de liquidez y de solvencia que la hacían no viable en el mediano y largo plazo. Adicionalmente, se tuvo en cuenta que la Nación no solamente era propietaria

^{3/} La CREG encontró que estas empresas no eran viables en el corto plazo, independiente del plan de inversiones que tuvieran que acometer.

sino garante de una proporción considerable de las obligaciones financieras de Corelca y que los activos de esta empresa resultaban insuficientes para respaldar sus compromisos^{4/}.

2.10 En las resoluciones de no viabilidad, la CREG hace énfasis en los siguientes puntos:

- El Consejo de Política Económica y Social^{5/}, condicionó las medidas de saneamiento a una transformación institucional que hiciera efectiva la participación del capital privado en el sector eléctrico, a fin de asegurar que el esfuerzo financiero de la Nación produzca resultados permanentes, de tal manera que se logre afianzar la solidez del mercado de energía, se fortalezca la situación financiera de sus integrantes y se garantice la continuidad y el mejoramiento de la prestación del servicio.
- Las empresas no han presentado cambios significativos en su gestión a pesar de que desde 1987 el Gobierno Nacional, a través de la FEN y recientemente de la UPME, ha realizado estudios y exigido planes de mejoramiento.
- Estas empresas tienen el monopolio del servicio público de distribución y comercialización de energía eléctrica a los usuarios regulados dentro su área de servicio.

C. PLANES DE REESTRUCTURACIÓN

2.11 Para enmendar la situación anterior, la CREG exigió un plan de reestructuración a las empresas no viables, que deberán ser presentados antes del 1º de febrero de 1998. En el cuadro 2.3 se relacionan los lineamientos establecidos por la CREG para los planes de viabilidad empresarial del Grupo Corelca y en el cuadro 2.4 los exigidos a las electrificadoras de Boyacá, Norte de Santander y Chocó. Con la vinculación del sector privado se esperan aportes de capital para lograr el saneamiento empresarial de estas electrificadoras.

2.12 El Plan de Reestructuración, una vez aprobado por la CREG, sustituye al Plan de Gestión aprobado por la UPME. El plazo de ejecución del Plan es hasta el 15 de mayo de 1998. Si no es aprobado, o si no se cumple, la CREG ordenará la liquidación o fusión de la empresa respectiva, pero tomando las medidas para asegurar la continuidad en la prestación del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica^{6/}. La Superintendencia realizará el seguimiento mensual de los planes de reestructuración hasta concluir el cronograma previsto.

^{4/} La empresa cuenta con una capacidad de generación propia equivalente a 662 MW efectivos y es accionista mayoritario en las electrificadoras de la Costa Atlántica.

^{5/} Documento 2923 abril 29 de 1997.

^{6/} Dice el Parágrafo 2º de la Resolución CREG 124 de 1997: "En caso de ser improbadado el Plan de Reestructuración, o en caso de incumplimiento del Plan de Reestructuración que haya sido aprobado, la CREG hará uso de la facultad de ordenar la liquidación de la empresa, garantizando en todo caso la prestación del servicio de generación y transmisión de energía eléctrica que actualmente desarrolla CORELCA".

2.13 *Comentarios.* A continuación se hacen algunas anotaciones sobre las decisiones tomadas por la CREG sobre los planes de reestructuración:

- La decisión de exigir a las empresas no viables que en los planes de reestructuración consideren la opción de vincular al sector privado, es una medida coherente con las políticas trazadas por el Gobierno para las actividades de distribución y un refuerzo importante para transitar por este camino, el único que puede ayudar a resolver los graves problemas estructurales de estas empresas derivados de su carácter estatal, que las ha hecho en extremo vulnerables a intereses políticos de corto plazo.
- Aunque la Ley le otorgó el poder a la CREG de ordenar la liquidación de las empresas monopolísticas oficiales que no cumplan con los requisitos de eficiencia exigidos en la Ley 142 de 1994 (art. 73.15), no es claro que tenga el poder real de llevar a cabo esta tarea. La ineficiencia de las empresas no es asunto nuevo. Ni siquiera la SSP ha podido tomar posesión de empresas de reconocida ineficiencia. El entorno político que rodean a las electrificadoras hace difícil llevar a la práctica estas medidas. Inclusive, medidas tomadas por la CREG en 1996 en relación con Corelca, tuvieron que ser revertidas por presiones políticas. Esta situación le generó a la CREG problemas con el Congreso de la República. No parecen, por tanto, existir condiciones para aplicar medidas de fuerza. Es de anotar que la privatización de las electrificadoras es un asunto más difícil que el de la generación.
- La fecha establecida, mayo de 1998, para que las empresas consideradas no viables desarrollen el Plan de Recuperación es demasiado corto. Además, no se compagina con los tiempos de los procesos de privatización que están en curso. De ahí que sea casi de seguro una ampliación de estos plazos.
- El año 98 es un año electoral y de cambio de Gobierno. Esta situación constituye un freno para tomar medidas de fuerza y un factor de incertidumbre para los privados interesados en los procesos de capitalización en marcha.
- Finalmente, la Ley 142 de 1994 no establece la liquidación de las empresas no viables si no cumplen con el plan de reestructuración. El artículo 181 de la mencionada ley dice (inciso segundo): ".../ Si de la evaluación se desprende que el valor patrimonial es negativo o si las obligaciones existentes exceden la capacidad operativa de las empresas para servir las, la comisión de regulación respectiva exigirá que se presente un plan de reestructuración financiero y operativo. Dentro de este plan, se autoriza a la Nación, a las entidades descentralizadas de aquella o de éstas, para asumir o adquirir pasivos, inclusive laborales, de las entidades que se transforman o de las empresas, así como para hacerles aportes y para condonar deudas". Lo anterior significa que se pueden generar presiones políticas para que la Nación realice el saneamiento de las empresas, antes de ordenar su liquidación.

Cuadro 2.3
GRUPO CORELCA
LINEAMIENTOS REESTRUCTURACIÓN DE LAS EMPRESAS

ACTIVIDAD	Corelca	Atlán.	Bol.	Cord.	Guaj.	Sucre	Magd.
Realizar su transformación para lograr la viabilidad financiera y operativa.		X	X	X	X	X	X
Realizar la transformación para subsanar situación financiera y operativa.	X						
Garantizar continuidad en la prestación del servicio de energía eléctrica durante la reestructuración.		X	X	X	X	X	X
Garantizar continuidad en el servicio de generación y transmisión durante la reestructuración.	X						
Analizar alternativas para transferir o ceder los contratos suscritos con Tebsa y Termoflores.	X						
Evaluar diferentes esquemas de enajenación de las acciones que posee en las electrificadoras.	X						
Incluir la liquidación del negocio de generación por no resultar financieramente viable.		X	X				
Garantizar que no haya cruces de recursos financieros entre actividades, ya que éstas deben ser solventes de manera independiente.	X	X	X				
Presentar evaluación financiera donde se demuestre que la empresa podrá obtener los recursos necesarios para el pago de las obligaciones laborales, operativas y financieras.	X	X	X	X	X	X	X
Analizar las ventajas y desventajas de la eventual incorporación de capital privado.	X	X	X	X	X	X	X
Analizar las ventajas y desventajas de la eventual fusión con otras empresas o mercados.		X	X	X	X	X	X
Presentar el respectivo cronograma de ejecución de actividades.	X	X	X	X	X	X	X
Hacer aprobar el Plan de Reestructuración por parte de la Asamblea de Accionistas.		X	X	X	X	X	X

Cuadro 2.4
ELECTRIFICADORAS DE BOYACÁ, NORTE DE SANTANDER Y CHOCÓ
LINEAMIENTOS REESTRUCTURACIÓN

ACTIVIDAD	Boyacá	Norte de Santander	Chocó
Realizar su transformación para lograr su viabilidad financiera y operativa.			X
Realizar la transformación del negocio de generación para lograr su viabilidad financiera y operativa.	X	X	
Garantizar la continuidad en la prestación del servicio público de electricidad durante el proceso de reestructuración.			X
Garantizar la continuidad en generación de electricidad durante el proceso de reestructuración, de acuerdo con las normas establecidas en el Reglamento del Mercado Mayorista.	X	X	
Incluir el análisis de alternativas tendientes a transferir o ceder el contrato que la empresa ha suscrito para desarrollar el proyecto Termopaipa IV.	X		
Garantizar que no haya cruce de recursos financieros entre actividades. Cada actividad debe ser solvente de manera independiente.	X	X	
Presentar evaluación financiera de la actividad de generación, en la cual se demuestre que la empresa podrá obtener los recursos necesarios para el pago de las obligaciones laborales, operativas y financieras asociadas al negocio.	X	X	
Presentar evaluación financiera que demuestre que la empresa podrá obtener los recursos necesarios para el pago de las obligaciones laborales, operativas y financieras que haya contraído.			X
Incluir análisis de ventajas y desventajas de la incorporación de capital privado en el negocio de generación, teniendo en cuenta que, por no resultar viable financieramente el desarrollo de esta actividad, compromete de manera grave la viabilidad de la empresa.	X	X	
Analizar las ventajas y desventajas de la incorporación de capital privado en la empresa.			X
Analizar las ventajas y desventajas de aplicar un esquema de concesión para la prestación del servicio en el Departamento.			X
Presentar el respectivo cronograma de ejecución de actividades.	X		X
Hacer aprobar el Plan de Reestructuración por parte de la Asamblea de Accionistas.			X

Capítulo III

POLÍTICA DEL GOBIERNO

A. LAS DIRECTRICES DEL CONPES

3.1 El Consejo de Política Económica y Social CONPES ha venido trazado lineamientos para hacer efectiva la participación del sector privado en las *empresas distribuidoras* de electricidad. A continuación se presentan los aspectos más importantes de dicha política y se hacen comentarios sobre su factibilidad de aplicación.

3.2 En el Documento CONPES 2763 de febrero 15 de 1995^{1/} el Gobierno hace, por primera vez, una mención explícita a la necesidad de vincular capital privado en la actividad de distribución para "...fortalecer el patrimonio de las empresas, con participación privada....mediante procesos que permitan la inyección de recursos frescos a las mismas por parte del sector privado y transferir nuevas tecnologías de gestión". Además, establece con claridad los dos objetivos básicos de la participación del sector privado en los servicios públicos: aliviar la carga fiscal del Estado y aumentar la eficiencia en la prestación de los servicios.

3.3 Más adelante, en el Documento CONPES 2923 de abril 29 de 1997^{2/}, el Gobierno adoptó una estrategia de saneamiento financiero de las electrificadoras *condicionada a la implantación de esquemas de participación privada*. Para este efecto, se destinaron recursos provenientes de las utilidades y excedentes financieros generados por las empresas industriales y comerciales del Estado y de las sociedades de economía mixta del sector eléctrico y se encargó a la FEN realizar el seguimiento y administración del proceso de saneamiento^{3/}. De igual manera, ordenó constituir un fondo fiduciario administrado por la FEN, por \$ 44.171 millones, para apoyar los procesos de participación privada en empresas de generación y distribución. Encargó, asimismo, al Ministerio de Minas y Energía, con el apoyo del DNP y MHCP, continuar con los procesos de contratación de banca de inversión para la implementación definitiva de la participación de la inversión privada en Corelca y sus subsidiarias y en las electrificadoras Chocó, Nariño, Cauca, Quindío y Tolima, e iniciar el proceso con otras electrificadoras.

3.4 El documento anterior constituye un avance importante en la búsqueda de una solución definitiva a la problemática de las empresas distribuidoras. Es un reconocimiento de la ineficacia de la estrategia aplicada en el pasado de impulsar procesos de corporatización. Los planes de desempeño firmados con la FEN, y los planes de gestión y resultados con la UPME, no han dado resultados positivos. Las decisiones y lineamientos del CONPES sirvieron de base a la CREG para orientar sus

¹ CONPES 2763: "Estrategias para el Desarrollo y la Expansión del Sector Eléctrico 1995 - 2007", de febrero 15 de 1995.

² CONPES 2923: "Asignación de Utilidades de la Nación y Saneamiento Financiero de las Empresas Industriales y Comerciales y Sociedades de Economía Mixta del Sector Eléctrico", de abril 29 de 1997.

³ Del total de la utilidades generadas en 1996 (\$710.317 millones) se decidió asignar partidas para el saneamiento financiero, así: (i) cruce de cuentas por \$ 360.356 millones a cambio de participación accionaria de la Nación en las empresas deudoras, para cubrir obligaciones pendientes por compras de energía, cargos por conexión, cargos por uso del STN y cuentas del SIC, (ii) transferencia de las utilidades de CORELCA por \$65.580 millones, para ser capitalizados en las electrificadoras de la Costa Atlántica y (iii) pagos en efectivo de deuda por valor de \$21.086 millones de pesos, por concepto de cargos por uso del STN y cuentas del SIC.

decisiones en relación con la viabilidad empresarial de las empresas. Como se analizó en el capítulo anterior, la CREG ha exigido a las electrificadoras no viables presentar un plan de reestructuración donde se contemple la participación privada. De igual manera, el Gobierno condicionó los apoyos futuros a que las empresas distribuidoras, en situación financiera crítica, adelanten procesos para incorporar al sector privado. Surge, sin embargo, la inquietud sobre la factibilidad de que inversionistas privados se interesen en participar en algunos de los procesos en curso (Chocó, Cauca y Nariño), constituidos por empresas con mercados muy débiles, y sobretodo, que aporten recursos frescos de capital para realizar las inversiones requeridas en expansión y mejoramiento del servicio de electricidad.

3.5 Después de hacer un balance sobre la venta de activos de generación, el documento CONPES 2929 de junio 11 de 1997⁴, estableció los siguiente lineamientos:

- *Ventas*: "...se enfocan en las empresas de distribución, con el fin de consolidar integralmente la financiabilidad del sector. Debido a los problemas financieros y técnicos de estas empresas, se busca vincular a operadores estratégicos con el fin de asegurar la eficiencia y las inversiones requeridas".
- *Capitalizaciones*. Se concentrarán en aquellas empresas donde existen restricciones para adelantar procesos de privatización. El Gobierno mantendrá su participación, pero buscará vincular capital privado bajo dos modalidades: primera, inversionistas estratégicos que estén dispuestos a reestructurar financieramente las empresas, realizar transferencia tecnológica a través de la operación y asegurar la inversión para acometer los planes de expansión (EEB). Segunda, incorporar capital nuevo proveniente tanto del mercado de capitales como de inversionistas naturales (ISA).

3.6 Es de anotar que la capitalización es atractiva en empresas con mercados fuertes, como la EEB, o en empresas con ingresos asegurados, como ISA. En las empresas distribuidoras con mercados débiles probablemente no sea viable la participación privada en la forma prevista. De ahí que sea importante evaluar otras modalidades, como los contratos de gestión o los de concesión.

3.7 Finalmente, el documento CONPES 2950 de septiembre 24 de 1997⁵ hace explícita una política para adelantar la reestructuración de las electrificadoras y establece las condiciones de participación del Gobierno Nacional en las empresas de distribución. En particular se destacan los siguientes hechos:

- *Estrategia de participación del capital privado*. Con el fin de obtener un apoyo financiero en el corto plazo, con destino a la expansión de la infraestructura de distribución, el Conpes adoptó la siguiente estrategia: (i) vincular al sector privado mediante procesos de *capitalización* en empresas con bajo valor patrimonial y (ii) efectuar la *enajenación* de la participación de la Nación en aquellas empresas con un valor patrimonial aceptable.
- *Procesos de corto plazo*. Se ratifica la decisión de adelantar en forma inmediata la vinculación de capital privado en las empresas con serios problemas de gestión (distribuidoras de la Costa Atlántica, Tolima, Chocó, Cauca y Nariño) y en la Electrificadora del Quindío por solicitud de la misma entidad.

⁴ CONPES 2929: "Balance de los Procesos de Vinculación de Capital Privado - Las Privatizaciones", de junio 11 de 1997.

⁵ CONPES 2950: "Hacia la Consolidación del Sector Eléctrico: Descentralización y Participación Privada en la Distribución y Comercialización de Electricidad", de septiembre 24 de 1997.

- *Procesos requeridos por bajo desempeño empresarial.* Aquellas que a juicio de la SSP muestren pobre desempeño, o no resulten viables a juicio de la CREG. Los casos de toma de posesión, liquidación o recuperación recomendados por los entes de regulación y control se deberán acompañar de procesos de vinculación de capital privado.
- *Apoyo a la participación regional y privada en empresas eficientes.* El Gobierno promoverá la participación regional en dichas empresas y buscará un desarrollo regulatorio que asegure el mejoramiento del servicio por parte de las empresas privadas que se conformen. Los ministerios de Hacienda y Minas y Energía estudiarán modificaciones normativas para que las empresas con participación accionaria de la Nación operen con criterio empresarial y aseguren un retorno razonable al Tesoro Nacional, mientras se logra la vinculación del sector privado.

3.8 *Comentarios.* Sobre la política anterior vale la pena hacer las siguientes observaciones: (i) El capital privado probablemente no va a financiar la expansión en mercados débiles. Un caso es la EEB, con una situación patrimonial delicada pero con el mejor mercado del país, y otro el de la Electrificadora del Chocó, para citar un ejemplo, con una situación patrimonial aguda y con un mercado constituido en su mayoría por usuarios pobres. La única forma en que los privados invertirían en esta última empresa es si el Gobierno les asegura la recuperación de las inversiones. Pero el Gobierno ha manifestado que no tiene suficientes recursos para financiar la totalidad de los subsidios al consumo requeridos por las electrificadoras. Por tanto, en caso de que no se presenten propuestas para mercados como los de Chocó, Cauca y Nariño, valdría la pena analizar otras modalidades de vinculación del sector privado (como los contratos de gestión - concesión) o conformar otros grupos, donde se combinen mercados débiles con mercados fuertes. La toma de posesión para liquidar, transformar o fusionar empresas es un instrumento importante que tiene el Estado para lograr eficiencia en la prestación de los servicios públicos domiciliarios; sin embargo, se requiere un apoyo muy fuerte del Gobierno para poder usarlo.

B. LÍNEAS DE ACCIÓN

3.9 El documento CONPES 2950 establece, por otra parte, un conjunto de acciones para asegurar el logro de los fines de la intervención del Estado en cuanto a la prestación de los servicios públicos; esto es, asegurar calidad y confiabilidad, aumento de cobertura sin discriminación geográfica y social, costos de eficiencia para el usuario y sostenibilidad de las empresas. Para lograr estos objetivos, el Gobierno considera necesario desarrollar las siguientes acciones, cualquiera sea la naturaleza de propiedad: (i) la obligación contractual de la empresa para el cumplimiento de sus compromisos, (ii) el aseguramiento de la calidad y confiabilidad del servicio, (iii) la participación y el compromiso regional en la prestación del servicio, (iv) el adecuado manejo de las relaciones industriales, (v) el justo balance entre el interés público y la sostenibilidad empresarial de largo plazo, (vi) el manejo de los futuros incumplimientos por parte de empresas de servicio público domiciliario, (vii) la función social del Estado en áreas rurales y barrios subnormales y (ix) la contribución de la vinculación privada al fortalecimiento de la infraestructura de distribución. A continuación se hace una síntesis de cada una de estas acciones y, *en cursivas*, un breve comentario de cada una de ellas.

3.10 Obligación contractual de la empresa para el cumplimiento de sus compromisos. La CREG y Minminas definirán e implantarán un compromiso contractual de carácter permanente para el desarrollo de los procesos, cuya aplicación, si es jurídicamente viable, se generalizará a las empresas públicas y a los inversionistas privados. El CONPES recomienda analizar las modalidades de licencia, concesión, área de servicio exclusivo y contrato regulatorio. Se considera que dicho instrumento debe contemplar,

entre otros, los siguientes elementos: (i) condiciones para la prestación del servicio, (ii) forma y remuneración de la empresa, (iii) duración y prórroga de la prestación del servicio, (iv) obligatoriedad de la prestación, (v) condiciones de sustitución para garantizar la continuidad del servicio, (vi) causales de terminación anticipada, (viii) caducidad e indemnizaciones, (ix) procedimiento de intervención de empresas y (x) sanciones por incumplimientos.

- *Sobre esta política, vale la pena hacer las siguientes observaciones:*
 - * *La aplicación de este instrumento podría entrar en conflicto con el sistema de regulación y control establecidos en las Leyes 142 y 143 de 1994. Extender a todas las empresas, sean públicas o privadas, la celebración de contratos especiales no tiene razón de ser. En el caso de empresas privadas que prestan los servicios por su propia iniciativa implicaría un asunto no contemplado en la Ley. Diferente es la situación cuando los particulares se vinculan en virtud de un contrato de gestión o concesión, donde se establecen obligaciones para las partes que concurren a su celebración. El contrato, en este caso, es necesario y efectivo para hacer exigible el cumplimiento de las condiciones establecidas.*
 - * *En el caso de las empresas de naturaleza pública, crear contratos específicos entre el Estado y las entidades oficiales no parece tener mucho sentido y puede resultar un instrumento inocuo. ¿Qué pasa si la empresa no cumple con las condiciones contractuales?. ¿Se le rescinde el contrato?. ¿Acaso su creación no fue voluntad de las autoridades estatales correspondientes?. ¿Acaso no fracasaron los planes de desempeño?. ¿Qué haría pensar que, en vez de un plan de desempeño o de un plan de gestión y resultados, la firma de un contrato va a cambiar la cultura empresarial o va a erradicar los problemas estructurales que han llevado a las electrificadoras a la ineficiencia?.*

3.11 Aseguramiento de la calidad y confiabilidad del servicio. La CREG establecerá índices de calidad y confiabilidad del servicio y penalizaciones por incumplimiento (compensaciones a los usuarios por mal servicio).

3.12 Participación y compromiso regional en la prestación del servicio. Los procesos de participación privada propiciarán el desarrollo de instrumentos de participación y apoyo a las empresas prestadoras por parte de los entes territoriales. Según el CONPES, la experiencia demuestra que hay una correlación importante entre la participación de las entidades locales y el éxito en su ejecución e implantación. Se resaltan los resultados obtenidos en EPSA (donde, se logró vincular además de inversionistas estratégicos a empleados, municipios, EMCALI y el Departamento del Valle) y en la EEB.

- *Hay que tener presente que el éxito de estos procesos se debió a las condiciones de estos mercados más que a la presencia de inversionistas nacionales. Por razones prácticas, y de aceptación, es de todas formas importante involucrar siempre a inversionistas de la región.*

3.13 Adecuado manejo de las relaciones industriales. Señala el CONPES que ante la disminución de la fuerza laboral que conlleva el aumento de productividad por la entrada del sector privado, en los procesos se tendrá especial cuidado en cumplir con la participación en propiedad que establece la Constitución y la Ley, y con el concurso activo y permanente de los trabajadores y usuarios del servicio.

- *Este es un aspecto de orden constitucional y legal que hay que cumplir. La disminución de personal se ha venido manejando con éxito en servicios como el de agua potable a través de indemnizaciones y pago de renunciaciones. Es importante disponer de recursos para poder llevar a la práctica esta política. De ahí la importancia del Fondo de Apoyo para el Sector Eléctrico, administrado por la FEN, que permite financiar el saneamiento de pasivos laborales y planes de retiro voluntario.*

3.14 Justo balance entre el interés público y la sostenibilidad empresarial de largo plazo. Se buscará que la CREG, la UPME y la SSP adopten una metodología de trabajo conjunto para asegurar consistencia y unidad de criterio y evitar la duplicación de esfuerzos por parte de estos entes y de las entidades reguladas. Se hace mención especial a lo relacionado con la tarificación y evaluación del desempeño.

- *El CONPES anota que la operación de los monopolios por red eléctrica por parte de empresas de derecho público, ha limitado el desarrollo de las habilidades regulatorias para asegurar un razonable retorno al capital invertido (se señala la diferencia entre las tarifas obtenidas en los contratos de área de servicio exclusivo de gas y las fijadas mediante fórmula tarifaria). Sin embargo, esta comparación no es totalmente cierta en el caso de las electrificadoras. No es lo mismo operar un sistema nuevo (donde las pérdidas son bajas) a un sistema deteriorado, con pérdidas elevadas y prácticas comerciales ineficientes. El problema de las electrificadoras es la ausencia de criterios empresariales en el manejo de las mismas. De ahí la importancia de vincular al sector privado en la gestión de estas empresas, sea mediante venta de activos - poco probable en el caso de las electrificadoras con mercados débiles -, contratos de concesión - también podría presentar dificultades si no se garantizan los subsidios - o contratos de gestión - los más adecuados inicialmente para mejorar las condiciones de prestación -. Para las empresas más débiles se debería analizar la conveniencia de vincular al sector privado mediante desarrollos progresivos; esto es, se empezaría por un contrato de gestión en una primera fase, que se convertiría en un contrato de concesión plena, en una segunda fase..*

3.15 Manejo de futuros incumplimientos por parte de empresas de servicios públicos. El CONPES recomienda a la SSP iniciar la toma de posesión de empresas en los casos a que haya lugar.

- *Como ya se ha dicho, este es uno de los mecanismos que tiene el Estado para resolver el problema de empresas ineficientes. Sin embargo, requiere un fuerte apoyo del Gobierno para poder llevarlo a la práctica.*

3.16 Función social del Estado en áreas rurales y barrios subnormales. Teniendo en cuenta la extensión de los servicios en áreas rurales y zonas subnormales requerirá el apoyo del Gobierno para: (i) establecer procedimientos, condiciones de acceso y normas sobre el uso y mantenimiento de los activos financiados con presupuestos públicos y (ii) reglamentar y poner en operación los fondos de solidaridad y redistribución de ingresos y la transferencia oportuna de los recursos para subsidio provenientes del presupuesto nacional.

- *Mientras no se resuelva el problema de los subsidios, difícilmente las empresas podrán lograr condiciones de autosuficiencia. Aunque el Gobierno ya reglamentó los fondos de solidaridad y redistribución de ingresos para el servicio de energía eléctrica (Decreto 3087 del 23 de diciembre de 1997) que permite a las empresas subir las tarifas si la financiación de los subsidios no es suficiente, en las áreas rurales va a ver dificultades con la aplicación de esta*

medida, por las condiciones socioeconómicas de la mayor parte de este segmento de la población.

3.17 Contribución de la vinculación privada al fortalecimiento de la infraestructura de distribución. En el diseño de los procesos para la vinculación del sector privado se buscará la combinación más conveniente entre capitalización o enajenación de acciones, a fin de disponer de recursos frescos para uso directo e inmediato en la expansión de la infraestructura.

- *Este propósito se puede lograr si los mercados son atractivos y los subsidios del Estado son girados en las cuantías requeridas y en forma oportuna. Como ya se ha dicho varias veces, la mayor parte de las electrificadoras tienen mercados muy débiles, que no aseguran la viabilidad de las inversiones de riesgo del sector privado.*

C. APOYO A LOS PROCESOS DE PARTICIPACIÓN PRIVADA

3.18 Estructura organizacional. Para adelantar los procesos de participación privada se ha previsto una estructura organizacional compuesta por los siguientes elementos: (i) Comité de Participación Privada en Infraestructura, (ii) gerentes o directores de empresas y (iii) grupos de trabajo.

- Comité de Participación Privada en Infraestructura⁶. Está compuesto por los Ministros de Hacienda y Crédito Público y del Medio Ambiente, el Director del DNP y los Ministros responsables de las diferentes áreas de infraestructura. Su función es orientar y coordinar las políticas generales y específicas de la participación privada. A él reportarán el Viceministro de Energía, el gerente del proceso y el grupo de trabajo que se conforme.
- Gerentes de las empresas. Los directores o gerentes de las empresas que se encuentran en proceso de vinculación de capital privado coordinarán su equipo administrativo y asegurarán la participación activa de la región.
- Grupo de trabajo. Conformado por los ministerios de Minas y Energía y Hacienda, el DNP y el Director o Gerente de la respectiva empresa. Será liderado por Minminas y propiciará la participación de la CREG y la SSP cuando sea conveniente. Desarrollará las siguientes actividades: (i) coordinar el proceso desde su fase inicial, (ii) analizar en forma permanente el proceso, (iii) discutir y analizar los distintos supuestos, resultados y recomendaciones propuestos por los asesores, (iv) discutir las estructuras propuestas y (v) recomendar al Comité de Participación Privada las posibles formas y condiciones de vinculación de capital privado.
- Gerente del proceso de vinculación privada a las empresas distribuidoras. El Comité de participación Privada definirá si se dispone de un solo gerente para todos los procesos o de gerentes individuales para cada uno de ellos.

3.19 Instrumentos financieros para facilitar los procesos de cambio. Los instrumentos previstos son: (i) el Fondo de Apoyo al Sector Eléctrico y (ii) recursos complementarios de asistencia técnica en cabeza de Minhacienda y DNP.

⁶ El Comité de Participación Privada fue creado por recomendación del CONPES - 2775: "Participación del sector privado en infraestructura física", de abril 26 de 1995

- Fondo de Apoyo al Sector Eléctrico. Creado mediante Conpes 2923 de abril de 1997 para apoyar las operaciones de vinculación del sector privado cuando se observen acciones en curso tendientes a transformar las empresas. Es administrado por la FEN. Los recursos de este Fondo se podrán destinar a las siguientes actividades: (i) planes de retiro de personal, (ii) saneamiento total o parcial del pasivo laboral, (iii) actividades complementarias que faciliten la participación privada, (iv) contratación de asesorías y estudios sectoriales necesarios y (v) las demás actividades para el cumplimiento del objeto del Fondo.
- Recursos complementarios disponibles de asistencia técnica en cabeza de Minhacienda y DNP. En el documento CONPES 2950, "*Hacia la consolidación del sector eléctrico: descentralización y participación privada en la distribución y comercialización de electricidad*", del 24 de septiembre de 1997, se estableció la política y plan de acción para la participación del Gobierno Nacional.

D. SANEAMIENTO FINANCIERO DE LAS ELECTRIFICADORAS

3.20 En los últimos cinco años, la Nación ha tenido que hacer cuantiosas transferencias de recursos para sanear los faltantes financieros de las electrificadoras, ocasionados en gran parte por los bajos niveles de desempeño (ver capítulo I). En el período 1992 - 1996, se transfirieron a las electrificadoras departamentales (ver cuadro 3.1) \$ 582,316 millones de pesos (precios de 1996).

3.21 En el año 1997, el CONPES ordenó destinar parte de los recursos provenientes de las utilidades y excedentes financieros generados por las empresas industriales y comerciales del Estado y las sociedades de economía mixta del sector eléctrico. Del total de la utilidades generadas en 1996 (\$710.317 millones) se asignaron las siguientes partidas: (i) *cruce de cuentas por \$ 360.356 millones*, a cambio de participación accionaria de la Nación en las empresas deudoras, para cubrir obligaciones pendientes por compras de energía, cargos por conexión, cargos por uso del STN y cuentas del SIC, (ii) *transferencia de las utilidades de CORELCA por \$ 65.580 millones*, para ser capitalizados en las electrificadoras de la Costa Atlántica, (iii) *pagos en efectivo de deuda por valor de \$ 21.086 millones de pesos*, por concepto de cargos por uso del STN y cuentas del SIC y (iv) *\$ 44.171 millones* para crear un *fondo fiduciario* para apoyar los procesos de participación privada en empresas de generación y distribución (ver cuadro 3.2). *Para el año 1998, es casi seguro que la Nación va a tener que volver a destinar recursos para los mismos fines, porque las electrificadoras nuevamente han estado incumpliendo con sus obligaciones de compra de energía y uso de las redes.*

Cuadro 3.1
CRUCES DE DEUDA Y REFINANCIACIONES
EN FAVOR DE LAS ELECTRIFICADORAS 1992 -1994
(Millones de Pesos de 1996)

EMPRESA BENEFICIARIA			UTILIDADES	CONPES	CONPES	CONPES	TOTAL (\$ de 1996)	(%)
	Crucos	Refinanciaciones	ISA 1992	2700 1994	2781 1995	2864 1996		
Atlántico	964.0	76,626.0					169,469.0	29
Bolívar	1,863.0	14,504.0		2,773.0			40,688.0	7
Cesar	105.0	6,607.0		800.0			16,084.0	3
Córdoba	716.0	13,576.0		811.0	553.0		33,464.0	6
Guajira	170.0	9,791.0					21,757.0	4
Magdalena	301.0	15,569.0					34,662.0	6
San Andrés	129.0						281.0	0
Sucre	142.0	12,345.0		660.0	600.0		29,321.0	5
Subtotal	4,390.0	149,018.0	0.0	5,044.0	1,153.0	0.0	345,726.0	59
Arauca								0
Boyacá	396.0						866.0	0
Norte de Sant.	288.0						629.0	0
Santander	222.0						484.0	0
Subtotal	906.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1,979.0	0
Caquetá	1.0	774.0					1,692.0	0
Cundinamarca	43.0	6,737.0		3,353.0	2,915.0	1,102.0	26,358.0	5
Huila	397.0	1,374.0					3,869.0	1
Meta	50.0	3,929.0					8,691.0	1
Tolima	385.0	21,761.0		700.0			49,617.0	9
Subtotal	876.0	34,575.0	0.0	4,053.0	2,915.0	1,102.0	90,227.0	15
Antioquia								0
Caldas								0
Chocó	27.0	1,434.0		150.0	1,310.0	1,400.0	7,064.0	1
Quindío	5.0	2,311.0					5,059.0	1
Subtotal	32.0	3,745.0	0.0	150.0	1,310.0	1,400.0	12,123.0	2
Cauca	498.0	16,707.0	1,376.0	1,000.0		930.0	43,497.0	7
Nariño	1.0	27,598.0	6,000.0	4,753.0	2,608.0	2,568.0	88,764.0	15
Valle								0
Subtotal	499.0	44,305.0	7,376.0	5,753.0	2,608.0	3,498.0	132,261.0	23
Amazonas								0
Total	6,703.0	231,643.0	7,376.0	15,000.0	7,986.0	6,000.0	582,316.0	100

Fuente: CONPES 2923 de 1997. En el cuadro no aparece la Electrificadora de Magangué, a la cual se le transfirieron recursos por 4.187 millones en el período analizado.

3.22 No obstante las operaciones de rescate financiero, las electrificadoras no han logrado superar sus agudos problemas estructurales y financieros. Lo grave es que con la puesta en marcha del mercado mayorista, el incumplimiento tradicional de las electrificadoras en el pago de sus obligaciones puede dar al traste con el nuevo modelo de desarrollo sectorial. Las empresas generadoras, sobre todo las privadas, se verán abocadas a suspender las ventas de energía a las empresas incumplidas. Estas tendrán, entonces, que acudir a la Bolsa de Energía. Pero si tampoco pagan, el Gobierno va a tener que tomar una de las dos decisiones siguientes: (i) permitir que se corte el servicio a las electrificadoras incumplidas, lo que en la práctica significa dejar a oscuras buena parte del territorio nacional, situación que políticamente no parece viable, o (ii) continuar asumiendo las deudas de las empresas. Ambas opciones son insostenibles. De ahí la importancia de la decisión del CONPES del año 97 en el sentido de buscar la privatización de estas empresas.

Cuadro 3.2
APORTES DE LA NACIÓN A LAS ELECTRIFICADORAS 1997
 - DECRETO 3037/97-
 (Millones \$)

EMPRESA	Total Aportes	%	CANCELACIÓN DEUDAS CON ISA, ISAGEN Y CORELCA				CANCELACIÓN DE OTRAS DEUDAS		
			ISA	ISAGEN	CORELCA	TOTAL	AF (1)	SIC/TN (2)	Ecopetrol
Atlántico	117.554	28		3.000	114.440	117.440	114		
Bolívar	9	0			1.574	1.574	7.926		
Cesar	34.284	8	3.219	770	16.565	20.554	3.301	429	
Córdoba	71.980	17	5.215	2.150	43.056	50.421	1.683	3.876	6.000
Guajira	10.536	3	199	532	7.813	8.544	1.639	354	
Magdalena	73.715	18	4.523	10.083	45.295	59.901	2.198	1.616	
San Andrés	8.904	2			8.904	8.904			
Sucre	54.710	13	2.893	5.954	36.377	45.224	8.541	945	
Subtotal	371.693	89	16.049	22.489	274.023	312.561	25.402	7.220	6.000
Arauca									
Boyacá									
Norte de Santander									
Santander									
Subtotal									
Caquetá									
Cundinamarca									
Huila									
Meta									
Tolima	10.556	3	482	8.824		9.306		1.250	
Subtotal	10.556	3	482	8.824		9.306		1.250	
Antioquia									
Caldas									
Chocó	6.624	2	71	4.761		4.832		1.792	
Quindío									
Subtotal	6.624	2	71	4.761		4.832		1.792	
Cauca	5.650	1	2.473	1.832		4.305		1.345	
Nariño	24.735	6	7.031	9.094		16.125		8.610	
Valle*									
Subtotal	30.385	7	9.504	10.926		20.430		9.955	
Amazonas									
Total	419.258	100	26.106	47.000	274.023	347.129	25.402	20.217	6.000

Fuente: Decreto 3037 de 1997.

(1) Aportes en activos fijos de subtransmisión y distribución.

(2) Aportes para cancelación de deuda pendiente con el sistema de intercambios comerciales y de transmisión nacional

Capítulo IV
MARCO LEGAL
PARA LA PARTICIPACIÓN PRIVADA

4.1 A partir de la promulgación de la nueva Constitución Política, en julio del año 91, y de la expedición de las leyes 142 y 143 de 1994, se crearon condiciones jurídicas adecuadas para la participación privada en los servicios públicos domiciliarios, entre ellos el de energía eléctrica.

4.2 La Constitución Política del año 91 consagró, entre otros, el derecho a la libre iniciativa empresarial: *“la actividad económica y la iniciativa privada son libres dentro de los límites del bien común”* (art. 333), el derecho a la competencia: *“la libre competencia es un derecho de todos que supone responsabilidades. El Estado, por mandato de la ley, impedirá que se obstruya o se restrinja la libertad económica y evitará o controlará cualquier abuso que personas o empresas hagan de su posición dominante en el mercado nacional”* (art. 333) y el derecho a la prestación eficiente: *“Es deber del Estado asegurar la prestación eficiente de los servicios públicos a todos los habitantes del territorio nacional. Los servicios públicos estarán sometidos al régimen jurídico que fije la ley; podrán ser prestados por el Estado, directa o indirectamente, por comunidades organizadas, o por particulares. En todo caso, el Estado mantendrá la regulación, el control y la vigilancia de dichos servicios”* (art. 365).

4.3 La Constitución determinó que la ley fijaría las competencias y responsabilidades relativas a la prestación de los servicios públicos domiciliarios, su cobertura, calidad y financiación y el régimen tarifario, los deberes y derechos de los usuarios, el régimen de su protección y las formas de participación en la gestión y fiscalización de las empresas estatales prestadoras de los servicios. Atribuyó, asimismo, al Presidente de la República la facultad de señalar, con sujeción a la ley, las políticas generales de administración y control de eficiencia de los servicios públicos domiciliarios y ejercer, por medio de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, el control, la inspección y vigilancia de las entidades que los presten.

4.4 En desarrollo de estos principios constitucionales, el Congreso de la República aprobó dos leyes: La primera sobre el régimen de los Servicios Públicos Domiciliarios (Ley 142 de 1994) y la segunda sobre las actividades generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad (Ley 143 de 1994).

4.5 Las leyes mencionadas introdujeron los siguientes instrumentos para asegurar la *prestación eficiente* de los servicios públicos domiciliarios:

- La promoción de la competencia donde ésta sea posible.
- La regulación estatal de aquellas actividades que por sus características constituyen monopolios naturales con el objeto de evitar abusos y proteger al usuario.
- La vigilancia y el control estatal sobre las empresas prestadoras para garantizar el respeto a las normas, asegurar la buena gestión, y sancionar las prácticas restrictivas a la libre competencia.
- *La apertura a la inversión y a la gestión del sector privado para fortalecer la competencia y estimular la incorporación de nuevas fuentes de capital.*

- La modificación del régimen jurídico de las empresas oficiales prestadoras con el fin de dotarlas de condiciones adecuadas para que puedan operar en un ambiente competitivo.
 - La separación del rol regulador del Estado de su rol empresarial.
 - La racionalización del régimen tarifario y la administración transparente de los subsidios.
- 4.6 Para hacer viable la competencia, la Ley Eléctrica estableció:
- La libertad de entrada de nuevos agentes en el negocio eléctrico.
 - El libre acceso a las redes de transmisión y distribución a cambio de pagar derechos de conexión y cargos por su uso.
 - La libertad de las empresas comercializadoras y de los usuarios no regulados de escoger libremente a quien comprar la energía en el mercado mayorista.
- 4.7 La Ley 142 de 1994 separó las funciones de planeación, regulación y control de las actividades empresariales:
- *La regulación.* La función fundamental de las comisiones de regulación es promover la competencia cuando ella sea factible y regular los monopolios.
 - *La Comisión de Regulación de Energía y Gas.* Fue organizada como una unidad administrativa especial, adscrita al Ministerio de Minas y Energía, con independencia administrativa, técnica y patrimonial. Está conformada por el Ministro de Minas y Energía, quien la preside, el Ministro de Hacienda y Crédito Público, el Director del Departamento Nacional de Planeación y cinco expertos de dedicación exclusiva, nombrados por el Presidente de la República para periodos de cuatro años. El Superintendente de Servicios Públicos es invitado permanente a sus reuniones, con voz pero sin voto.
 - *El control.* El control de las empresas prestadoras es ejercido por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. Los usuarios participan en la fiscalización de las empresas a través de los Comités de Desarrollo y Control Social.
- 4.8 La Ley 142 de 1994 definió con precisión las responsabilidades de la Nación y de las entidades territoriales en relación con el servicio público de electricidad.
- **A la Nación.** Le corresponde "asegurar que se realicen en el país, por medio de empresas oficiales, mixtas o privadas, las actividades de generación e interconexión" (art. 8.3).
 - **A los departamentos.** Les corresponde "asegurar que se presten en su territorio las actividades de transmisión de energía eléctrica, por parte de empresas oficiales, mixtas o privadas" (art. 7.1) y "apoyar financiera, técnica y administrativamente a las empresas que operen en el Departamento o a los municipios que hayan asumido la prestación directa..." (art. 7.2).
 - **A los municipios.** Les corresponde "asegurar que se presten a sus habitantes, de manera eficiente, los servicios domiciliarios de ...energía eléctrica...por entidades de servicios públicos de carácter oficial, privado o mixto..."

4.9 El sector privado se puede vincular de dos maneras: (i) por su propia iniciativa y (ii) por convocatoria del Estado.

- En el primer caso, cualquier persona puede “organizar y operar empresas que tengan por objeto la prestación de los servicios públicos, dentro de los límites de la constitución y la Ley” (Art. 10, Ley 142/94). No requieren permiso alguno para desarrollar su objeto social, pero para poder operar deberán obtener de las autoridades competentes, según sea el caso, las concesiones, permisos y licencias (art. 22, Ley 142/94). Las *concesiones*, en este caso, son para usar las aguas, algo que no se aplica a la distribución de la electricidad; sin embargo, el contrato de concesión es obligatorio para poder usar el espacio electromagnético (art. 25, Ley 142). Los *permisos* son para poder utilizar el espacio público. “Las autoridades municipales, en ningún caso, podrán negar o condicionar a las empresas de servicios públicos las licencias o permisos para cuya explotación fueren competentes conforme a la ley” (art. 26, Ley 142).
- En el segundo caso, el Estado puede convocar al sector privado para que se encargue de su prestación. La Ley 142/94 autoriza a las entidades públicas para celebrar contratos especiales para la gestión de los servicios públicos (art. 39). Entre ellos sobresalen los definidos en el artículo 39.3 para transferir la propiedad o el uso y goce de los bienes utilizados para prestar los servicios, las concesiones o similares. El concepto de contrato de concesión acá es similar al aplicado a nivel universal. En virtud del mismo se concede a un operador privado el derecho de explotar el servicio por un período determinado, usualmente entre 15 y 30 años. El privado asume la totalidad del riesgo comercial, cobra directamente los servicios prestados y asume la totalidad de los costos de operación, mantenimiento e inversión. En la Ley 80 de 1993, el contrato de concesión tiene un alcance más amplio y se aplica también a la prestación, operación, explotación, organización o gestión, total o parcial, de un servicio público. Por ser contratos, se deben establecer las condiciones usuales en estos casos, como las obligaciones de las partes, el régimen económico, el régimen sancionatorio y las causales de terminación. Por tratarse de servicios públicos domiciliarios, las empresas concesionarias estarán sometidas a las normas que expida la comisión de regulación respectiva y al control y vigilancia de la SSP.

4.10 *En conclusión.* En Colombia están permitidas todas las modalidades de participación del sector privado en los servicios públicos (ver cuadro 4.1). Algunas de ellas, como los contratos de prestación de servicios, se han venido aplicando desde hace tiempo en las electrificadoras, con resultados muy precarios en términos del desempeño global. Por otra parte, el Gobierno ha manifestado su interés en impulsar modalidades donde el sector privado asuma completamente el control de la prestación del servicio de energía eléctrica, con énfasis en la venta de activos y en la capitalización de las empresas mixtas, vinculando socios estratégicos. También se deben explorar los contratos de gestión y concesión cuando existan serias resistencias políticas para la venta de activos o cuando no sea viable la capitalización de las empresas, por las condiciones estructurales de los mercados.

Cuadro 4.1
MODALIDADES
DE PARTICIPACIÓN PRIVADA

- **Contrato de prestación de servicios.** Mediante esta modalidad, la empresa delega en una o varias firmas privadas la ejecución de tareas específicas en las áreas técnica, financiera, comercial operativa y de mantenimiento (por ejemplo, instalación y lectura de medidores, facturación, cobranza, mantenimiento de redes). En contraprestación, la firma privada recibe una suma acordada previamente, la mayoría de las veces por unidad del servicio prestado. Las tareas delegadas a los agentes privados no involucran una transferencia significativa de la capacidad de decisión en el manejo del sistema. La responsabilidad y los riesgos de la prestación del servicio recaen en el sector público. En este tipo de contratos, el riesgo para el sector privado es el normal de los que se celebran con el sector público, en especial, la demora en los pagos. La duración usual de este contrato es de dos (2) a cuatro (4) años. *Es una modalidad que es muy utilizada en las electrificadoras.*
- **Contrato de gestión.** Una empresa privada se encarga de la administración, operación y mantenimiento, parcial o total, del servicio. La remuneración consiste en el pago de una suma fija por la realización de una labor, la mayoría de las veces en función de su desempeño. El sector público responde por las inversiones y asegura el pago al contratista, independientemente del recaudo de los servicios. El plazo de este contrato es usualmente de 3 a 5 años. *No se ha utilizado en las electrificadoras. En el sector de agua potable es la modalidad que más se está impulsando ante el poco éxito de los contratos de prestación de servicios para elevar la eficiencia.*
- **Contrato de arrendamiento.** Una empresa privada toma en arriendo las instalaciones y equipos. Es responsable de la prestación del servicio y de recaudar las tarifas. El arrendatario cubre los costos de operación y mantenimiento. No es responsable de financiar las obras nuevas, asunto que le compete a la entidad pública contratante. El arrendatario paga un canon por el alquiler de las instalaciones y equipos y asume el riesgo comercial. El plazo de este contrato es en general de 5 a 10 años. *No se ha utilizado en las electrificadoras.*
- **Contrato de concesión.** El concesionario se encarga de la operación, mantenimiento y administración del servicio bajo su propio riesgo; asume todos los costos (salarios, energía, mantenimiento, facturación) y obtiene su remuneración del recaudo de los servicios. El concesionario se hace cargo de las inversiones. Este contrato tiene una duración de 20 a 30 años. *No se ha utilizado en las electrificadoras. Puede ser una alternativa en caso de no ser factible desarrollar modalidades como la venta de activos o la capitalización.*
- **Empresas de economía mixta.** Creación de una sociedad conjunta entre la municipalidad y una o varias empresas privadas para el suministro de los servicios. La entidad pública aporta generalmente los bienes, equipos e instalaciones de empresas públicas preexistentes a la nueva. *Es una modalidad que, acompañada con un proceso de capitalización por parte de un socio estratégico, empieza a tomar fuerza en el sector a raíz del éxito de los procesos de la EEB y de EPSA.*
- **BOT (Build, Operate, & Transfer).** Es una modalidad del contrato de concesión. Se utiliza para la ejecución y explotación de un proyecto durante un tiempo determinado. En este contrato, el privado tiene el dominio de las obras hasta el término del contrato. Al finalizar el mismo, debe transferir los activos a la parte pública en buen estado de funcionamiento. Es una modalidad que, en el caso de las electrificadoras, se podría utilizar para la construcción de líneas de transmisión.
- **Venta de activos.** El Estado vende la totalidad de la empresa pública a particulares mediante la colocación de acciones en el mercado, o a través de subastas públicas. *Esta modalidad se utilizó con éxito en el caso de la venta de activos de generación. En el caso de las electrificadoras podría enfrentar resistencias de orden político.*

Capítulo V
**PERSPECTIVAS DE LA
PARTICIPACIÓN PRIVADA**

A. PARTICULARIDADES DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN

5.1 La actividad de distribución - comercialización de energía eléctrica presenta unas características especiales que es conveniente tener en cuenta a la hora de diseñar los procesos de vinculación del sector privado:

- *Son monopolios naturales.* No resulta económico duplicar las redes de suministro. Este hecho imposibilita la competencia entre transportadores en una misma localidad. Puede haber competencia entre generadores y comercializadores por los usuarios no regulados. Pero los usuarios regulados, que son la base de estos mercados, necesariamente tendrán que ser atendidos por la misma empresa que realiza la actividad de distribución, lo que los convierte en usuarios cautivos. De ahí que la única competencia factible es por el *acceso al* mercado; esto es, por la oportunidad de prestar el servicio en condiciones monopólicas. Esto se debe hacer mediante *procesos de contratación transparentes* con criterios objetivos de selección que estimulen la participación de un número amplio de agentes privados idóneos.
- *Los servicios demandan inversiones cuantiosas.* El tendido de redes en zonas dispersas y el estado de deterioro de las mismas, como es el caso de las electrificadoras departamentales, demanda *importantes inversiones de capital*, que sólo podrán ser recuperadas en un plazo relativamente largo.
- *Las tarifas no permiten la recuperación total de los costos.* La mayor parte de los usuarios que atienden las electrificadoras son de estratos bajos que, de acuerdo con la Ley, son objeto de subsidios. La ausencia de una fuente segura de financiación de los mismos constituye una restricción para atraer capital privado bajo condiciones de riesgo. Ni siquiera en la actividad de generación se ha podido lograr que la totalidad de los agentes privados asuman los riesgos del negocio. De ahí que para hacer viable la participación del sector privado, el Estado debe asegurar que la entidad prestadora recupere sus costos y obtenga la remuneración esperada. Esto es, los subsidios deben ser financiados con recursos externos, bien del erario público o del cobro de una contribución a otros usuarios. No es una responsabilidad de la empresa prestadora. Ahora bien, el Estado puede dar los subsidios de dos maneras: a la *oferta*, mediante la financiación de inversiones destinadas a expandir la cobertura y mejorar la calidad del servicio a los más pobres, o *al consumo*, mediante transferencias de recursos presupuestales para cubrir la parte del costo del servicio que no sea pagado por el usuario. Durante el período 1992 - 1997, la Nación ha destinado 346 mil millones de pesos para subsidios al consumo¹.
- *Los mercados serán cada vez más débiles.* La ampliación del rango de usuarios no regulados llevará irremediablemente a que los usuarios industriales atendidos por las electrificadoras contraten directamente el suministro de la energía que necesitan en el mercado mayorista con las empresas de generación y de comercialización. Esto significará un aumento en la composición de usuarios

¹ Fuente: Documento CONPES 2950 de septiembre 24 de 1997.

residenciales y en un debilitamiento de los mercados. Esto va a generar una restricción para los privados recuperen plenamente sus costos.

B. PROCESOS EN CURSO

5.2 En la actualidad están en curso procesos para vincular capital privado en las siguientes electrificadoras: (i) Grupo Corelca, (ii) Chocó, Cauca y Nariño y (iii) Quindío, Tolima, Huila, Caquetá, Cundinamarca y Meta. A continuación se presenta el estado de estos procesos y se hacen observaciones sobre los mismos.

- Grupo Corelca.* En julio de 1997, a través del PNUD, se hizo la convocatoria para la vinculación de capital privado en Corelca y en sus electrificadoras subsidiarias. Se logró la precalificación de seis bancos internacionales de inversión, a los cuales se les llamó a presentar propuestas. Respondieron cinco de ellos. Todas las firmas cumplieron con las condiciones técnicas exigidas. Sin embargo, surgieron algunas dificultades con la evaluación económica de las propuestas, debido a que algunas de ellas estaban por encima del presupuesto previsto y otras ofrecieron no cobrar la comisión de éxito, lo cual, en caso de adjudicación, podría implicar una falta de incentivo para buscar la adjudicación en las mejores condiciones económicas. El 29 de septiembre de 1997, la Comisión de Evaluación se abstuvo de seleccionar alguna de las propuestas económicas. Se acordó, entonces, reabrir el proceso con recursos del *Fondo de Apoyo al Sector Eléctrico* que administra la FEN, y solicitar a todas las firmas calificadas presentar nuevamente las propuestas económicas sobre la base de un porcentaje de comisión de éxito distinta a cero y con un sistema de incentivos según el número de inversionistas privados que se presentaran al proceso de capitalización. Se escogió, entonces, al consorcio conformado por C.S., First Boston e Inverlink. Para julio de 1998 se espera tener listo los estudios para realizar la convocatoria para la vinculación de capital privado. Es de anotar que en junio 11 de 1997, el Conpes estableció las siguientes directrices para este proceso²: (i) vincular inversionistas privados que aporten el capital y la capacidad de gestión necesaria para la recuperación técnica, administrativa y financiera de Corelca y sus subsidiarias, (ii) separar las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica en la Corporación y crear nuevas empresas con capital privado, exceptuando la empresa de transmisión que deberá continuar bajo el control público y (iii) analizar la posibilidad de fusiones o escisiones de las electrificadoras, otorgando el control de las empresas resultantes al sector privado.
- Chocó, Cauca y Nariño.* En 1997 se abrió el proceso para la contratación de la banca de inversión para asesorar el proceso. Sólo se presentó el consorcio conformado por Socimer y Fenosa de España. El contrato está listo para ser firmado. El análisis de alternativas y la propuesta de vinculación privada debe estar concluido en tres meses.
- Quindío Tolima, Huila, Caquetá, Cundinamarca y Meta.* En 1997 se adelantó el proceso para la contratación de banca de inversión para asesorar el proceso de Quindío y Tolima, pero no

² Conpes 2930, "Garantía de la Nación a la FEN para un Crédito que contratará CORELCA y Plan de Reestructuración de la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica en la Costa Atlántica", de junio 11 de 1997.

hubo firmas interesadas en él. En la actualidad, se están preparando los términos de referencia para un grupo más amplio de empresas, que comprende a Quindío, Tolima, Huila, Caquetá, Cundinamarca y Meta. Se espera abrir el proceso de contratación de la banca de inversión en los próximos tres meses.

5.3 Los procesos anteriores buscan la vinculación de socios estratégicos privados que aporten capital y experiencia para que, en un periodo relativamente corto, logren la viabilidad financiera de las electrificadoras, de tal forma que puedan ser vendidas. Tal vez, con la excepción de Chocó, Cauca y Nariño, en los otros procesos en curso la idea es realizar un proceso inicial de capitalización (con socios estratégicos que asuman el control de las empresas) y, en una segunda etapa, realizar un proceso de venta. Esta estrategia merece los siguientes comentarios:

- *Los privados vienen detrás de un negocio.* Su interés está determinado por las expectativas de obtener una rentabilidad atractiva, igual o superior a la que obtendrían en negocios de riesgo comparable. Por tanto, si las tarifas no cubren la totalidad de sus costos (operación, inversión y la rentabilidad esperada por el agente privado), o si razones de orden social obligan a otorgar subsidios a los más pobres, el financiamiento de los costos no facturados corre por cuenta del *Estado*. La incertidumbre que existe sobre los aportes presupuestales del Estado para financiar los subsidios, y las dificultades para subir las tarifas a los costos económicos a las familias más pobres (que conforman la mayor parte del mercado de las electrificadoras) constituyen una situación de riesgo que podría desestimular la participación privada.
- *Los problemas políticos.* Aunque la Nación es el socio mayoritario de las electrificadoras, su venta al sector privado no es un asunto fácil. En los departamentos, las electrificadoras son vistas como un patrimonio local, aunque buena parte de la infraestructura haya sido realizada con recursos de la Nación. De ahí que la capitalización y venta puede estar rodeada de obstáculos y de transacciones políticas que pueden ahuyentar al sector privado. Con excepción del grupo de electrificadoras de la Costa Atlántica, en el resto de los grupos no existe homogeneidad. Desde la creación de Corelca, las electrificadoras de la Costa han estado subordinadas a esta entidad. En cambio, poco tienen en común Chocó con Nariño o Meta con Quindío, para citar sólo algunos ejemplos. Los esfuerzos del pasado para crear empresas regionales fracasaron por las resistencias políticas. ¿Se acabaron las resistencias para fusionar estas empresas en una? De no ser así, el proceso de capitalización deberá realizarse caso por caso. ¿Estará dispuesto el privado a sortear esta situación?
- *La separación de actividades.* Los procesos de participación privada son una excelente oportunidad para avanzar en la separación de las actividades. Las electrificadoras se deben dedicar exclusivamente a las actividades de distribución y comercialización. Aquellas que tengan actividades de generación deben crear empresas independientes, o vender los activos existentes al sector privado, algo más fácil que la venta del negocio de la distribución.

C. LA NECESIDAD DE EXPLORAR OTRAS OPCIONES

5.4 En empresas con mercados débiles, donde no sea posible atraer capital privado en condiciones de riesgo, se deben explorar otras modalidades como los contratos de gestión o de concesión, que se

están aplicando con relativo éxito en los servicios de agua potable, el cual tiene características similares a la distribución de energía eléctrica.

5.5 *La toma de posesión de las empresas.* La Ley obliga a las empresas que no sean financieramente viables a realizar un proceso de reestructuración. La CREG ha determinado que los mismos deben contemplar la participación del sector privado. En algunos casos podría ser viable vincular a particulares mediante procesos de capitalización. En otros, esto no va a ser factible por las razones anotadas. Además, dado el grave problema estructural de estas empresas, es dable esperar que muchas de ellas no van a poder cumplir con los planes de reestructuración. Esta situación obligará a la SSP a intervenirlas, tomando las previsiones para que no se interrumpa la prestación del servicio. Con este fin, la SSP deberá contratar con operadores privados idóneos la gestión de estas empresas durante un período determinado. Si al final del mismo, no se logran obtener resultados positivos, se deberá ordenar su liquidación. Como ésta es una situación con alta posibilidad de que se presente, lo mejor es prepararse desde ahora para ello. De ahí, la importancia de promover la creación de operadores privados que puedan asumir el control de las empresas intervenidas. Sin embargo, existe la incertidumbre de que la SSP pueda llevar a cabo las tomas de posesión requeridas, por los problemas políticos que habría que afrontar (ver punto 3.13).

Capítulo VI CONCLUSIONES

6.1 Del análisis realizado se pueden extraer las siguientes conclusiones:

- **La ineficiencia crónica.** Las electricificadoras acusan, desde hace muchos años, serios problemas de gestión. Las cuantiosas transferencias de recursos que ha tenido que hacer la Nación para sanear los faltantes financieros de las electricificadoras, condicionadas al cumplimiento de planes de desempeño, no han logrado resolver los agudos problemas estructurales y financieros, porque nunca se atacó el problema de fondo que es el carácter estatal de estas empresas, que las hace en extremo vulnerables a intereses de orden político.
- **El modelo de desarrollo sectorial está amenazado.** Con la adopción de un nuevo modelo de desarrollo para el sector eléctrico, basado en la competencia y en la participación privada, el incumplimiento tradicional de las electricificadoras en el pago de sus obligaciones puede dar al traste con el mercado mayorista de energía. El Gobierno va a tener que afrontar el siguiente dilema: o permite que se corte el servicio a las electricificadoras incumplidas, lo que en la práctica significa dejar a oscuras buena parte del territorio nacional, situación que políticamente no parece viable, o continúa asumiendo las deudas de las empresas. Ambas opciones son insostenibles. La primera, porque es un freno para que el sector pueda operar de acuerdo con las reglas del mercado; y la segunda, porque la situación fiscal de la Nación no le permite seguir asumiendo cargas financieras derivadas de la ineficiencia.
- **La necesidad de vincular al sector privado.** La decisión tomada por el CONPES en el año 97, de abandonar los procesos de corporatización, que no han conducido a mejoras estructurales, y de buscar una solución definitiva a la problemática de las electricificadoras mediante la *vinculación del sector privado*, es correcta. Es importante resaltar la voluntad del Gobierno de aprovechar estos procesos para hacer efectiva la separación de las actividades de generación, transmisión y distribución, como lo ordena las Leyes 142 y 143 de 1994. Aunque el objetivo inicial se ha centrado en la capitalización o venta de las subsidiarias de Corelca y en las electricificadoras de Chocó, Cauca, Nariño, Quindío, Tolima, Huila, Caquetá, Cundinamarca y Meta, el Gobierno piensa extender esta estrategia a la totalidad de las empresas.
- **La dificultad de los procesos.** Aunque la Nación es el socio mayoritario de las electricificadoras, su venta al sector privado no va a ser un asunto fácil. En los departamentos, las electricificadoras son vistas como un patrimonio local, aunque buena parte de la infraestructura haya sido realizada con recursos de la Nación. De ahí que la capitalización y venta puede estar rodeada de obstáculos y de transacciones políticas que pueden ahuyentar al sector privado. Con excepción del grupo de electricificadoras de la Costa Atlántica, en el resto de los grupos no existe homogeneidad. Poco tienen en común Chocó con Nariño o Meta con Quindío, para citar sólo dos ejemplos. Los esfuerzos del pasado para crear empresas regionales fracasaron por resistencias de orden político.
- **La necesidad de explorar otras opciones.** Aunque la intención del Gobierno es lograr que los privados asuman el control de estas empresas, y traigan recursos frescos de capital, es factible que en muchas de ellas, por las características de los mercados, no sea posible lograr este

objetivo. En tal caso, se deben explorar otras modalidades, como los contratos de gestión o de concesión. Estas modalidades se están aplicando ya en los servicios de agua potable y alcantarillado, que tienen características similares a los de distribución - comercialización de la energía eléctrica.

- **Los planes de reestructuración.** Aunque la Ley le otorgó la facultad a la CREG para ordenar la liquidación o fusión de las empresas monopolísticas oficiales que no cumplan con los requisitos de eficiencia exigidos en la Ley 142 de 1994 (art. 73.15), no es claro que esta entidad tenga el poder real de llevar a cabo esta tarea. No parecen existir en la actualidad condiciones para aplicar medidas de fuerza.
- **El apoyo del Estado a los mercados débiles.** Las reglas del mercado mayorista de seguro van a ahondar la debilidad de los mercados de las electricificadoras, porque irremediamente los usuarios industriales terminarán por contratar directamente sus necesidades de energía con empresas de generación - comercialización. Esto significará un aumento en la composición de usuarios residenciales. En estas circunstancias, será difícil encontrar privados que aporten capital de riesgo para realizar las inversiones requeridas, a no ser que el Estado asegure transferencias de recursos presupuestales suficientes para cubrir la parte del costo del servicio que no sea pagado por los usuarios. Pero el Gobierno ha manifestado que no tiene recursos para financiar la totalidad de los subsidios requeridos por el sector eléctrico.
- **La necesidad de recursos frescos.** En el caso en que la vinculación del sector privado se haga mediante contratos de gestión o de concesión no plena, ello implicará una coparticipación pública- privada en la prestación del servicio de energía eléctrica, donde la parte privada asumirá el control total de la gestión y el sector público el financiamiento de la mayoría de las inversiones. *De ser así, el Estado probablemente tendrá que acudir a nuevos empréstitos, algunos de ellos con la banca multilateral, para financiar las nuevas inversiones en distribución de electricidad¹.*

¹ "...los niveles de inversión en estas actividades <distribución y comercialización> continúan siendo bajos, con lo cual las posibilidades de mejorar la calidad del servicio, de reducir sus sobrecostos y de extender la cobertura son bastante limitados..." (Conpes, 2950 de septiembre 24 de 1997).

BIBLIOGRAFÍA

- B&M Consultores - Corfivalle, "Electrificadora del Tolima - Estrategia de Capitalización", sept. de 1995.
- Coral, José I., "Caracterización de 23 empresas eléctricas para identificar políticas de participación privada", noviembre 11 de 1997.
- CONPES - 2763, "Estrategias para el desarrollo y la expansión del sector eléctrico 1995 - 2007", febrero 15 de 1995.
- CONPES - 2775 - "Participación del sector privado en infraestructura física", Bogotá, abril, 1995.
- CONPES - 2784, "Garantía de la Nación a una operación de crédito interno que contratará CORELCA", junio 7 de 1995.
- CONPES - 2841, "Garantía de la Nación a la Financiera Energética Nacional para un crédito que contratará CORELCA y elementos de un plan de acción para el mejoramiento financiero de esta entidad", febrero 28 de 1996.
- CONPES - 2852, "La Participación privada en proyectos de infraestructura - seguimiento", junio 1996.
- CONPES - 2904, "La estratificación socioeconómica - avance y retos", febrero 12 de 1997.
- CONPES - 2923, "Asignación de utilidades de la Nación y saneamiento financiero de las empresas industriales y comerciales y sociedades de economía mixta del sector eléctrico", abril 29 de 1997.
- CONPES - 2928, "La participación privada en Infraestructura - seguimiento -", junio 11 de 1997.
- CONPES - 2930, "Garantía de la Nación a la FEN para un crédito que contratará CORELCA y plan de reestructuración de la prestación del servicio de energía eléctrica en la Costa Atlántica", junio 11 de 1997.
- CONPES - 2950, "Hacia la consolidación del sector eléctrico: Descentralización y participación privada en la distribución y comercialización de electricidad", septiembre 24 de 1997.
- CREG, Resoluciones 124, 125, 126, 127, 128, 129, 130, 136, 137, 138, 139, 145 y 148 de 1997 (resoluciones de no viabilidad de empresas del sector eléctrico).
- FEN, Informes de seguimiento del documento CONPES 292, 1997.
- FEN, "Evaluación convenios de desempeño 1992 - 1995", agosto de 1996.
- MHCP, "Términos de Referencia para contratar asesoría para la vinculación de capital privado en Corelca y las empresas de distribución eléctrica", 1997.
- MHCP, Decreto 3037 de diciembre 23 de 1997 (Medidas de apoyo financiero empresas del sector eléctrico).
- Minminas, Decreto 3087 de diciembre 23 de 1997 (reglamentación fondos de solidaridad y redistribución de ingresos para los servicios de energía eléctrica y gas combustible por red física).
- Minminas y otros, "Convenio Interadministrativo celebrado entre la Nación y la Financiera Energética Nacional", octubre 14 de 1997.
- Ochoa F., Rodríguez, J. L., "Expansión del Sector Eléctrico - La percepción de los agentes privados", Revista Foro, No. 6, enero - marzo, 1997, pp. 25 - 37.
- Ochoa F., Rodríguez, J. L., "Desarrollo del mercado eléctrico - Expectativas de los agentes privados", Revista Foro No. 8, agosto - noviembre de 1997, pp. 85 - 98.
- República de Colombia, Leyes 142 y 143 de 1994 y 286 de 1996.
- República de Colombia, Constitución Política, 1991
- SSP, SuperCifras en Kilovatios Hora, Revista No. 1, 1997.

REPÚBLICA DE COLOMBIA
BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

PROGRAMA DE RACIONALIZACIÓN
DE LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

ANEXO
INFORMACIÓN BÁSICA DE LAS
DE LAS ELECTRIFICADORAS

Francisco J. Ochoa F.
Consultor

Santafé de Bogotá, enero de 1998

Cuadro A1 - 1

ELECTRIFICADORAS - DISTRIBUCION DE USUARIOS - 1996																					
DEPARTAMENTO	RESIDENCIAL			COMERCIAL			INDUSTRIAL			OFICIAL			NO REG.			A. PUBLICO			TOTAL		
	No.	%	P(%)	No.	%	P(%)	No.	%	P(%)	No.	%	P(%)	No.	%	P(%)	No.	%	P(%)	No.	%	P(%)
ATLANTICO	290,484	94	8	16,881	5	8	1,177	0.4	5	947	0.3	2	5	0	15	67	0	5	309,561	100	8
BOLIVAR	168,388	94	5	8,341	5	4	443	0.2	2	1,252	0.7	3	4	0	12	0	0	0	178,428	100	5
CESAR	91,373	94	3	4,388	5	2	532	0.5	2	816	0.8	2	0	0	0	48	0	4	97,157	100	2
CORDOBA	145,432	94	4	7,018	5	3	467	0.3	2	1,172	0.8	3	0	0	0	43	0	3	154,132	100	4
GUAJIRA	55,397	93	2	3,317	6	2	228	0.4	1	641	1.1	2	0	0	0	11	0	1	59,594	100	2
MAGDALENA	123,200	94	3	6,451	5	3	936	0.7	4	1,082	0.8	3	0	0	0	27	0	2	131,696	100	3
SAN ANDRES	9,858	83	0	1,641	14	1	128	1.1	0	250	2.1	1	0	0	0	0	0	0	11,877	100	0
SUCRE	91,788	95	3	3,225	3	2	252	0.3	1	883	0.9	2	1	0	3	24	0	2	96,173	100	2
Subtotal	975,920	94	27	51,262	5	24	4,163	0.4	16	7,043	0.7	17	10	0	29	220	0	17	1,038,618	100	26
ARAUCA	23,406	89	1	2,568	10	1	69	0.3	0	307	1.2	1	0	0	0	7	0	1	26,357	100	1
BOYACA	237,850	94	7	9,898	4	5	1,442	0.6	6	3,348	1.3	8	6	0	18	161	0	12	252,705	100	6
NORTE DE SANTANDER	192,996	93	5	12,862	6	6	1,010	0.5	4	1,553	0.7	4	2	0	6	73	0	6	208,496	100	5
SANTANDER	329,581	92	9	21,630	6	10	4,102	1.1	16	3,909	1.1	9	0	0	0	106	0	8	359,328	100	9
Subtotal	783,833	93	21	46,958	6	22	6,623	0.8	26	9,117	1.1	22	8	0	24	347	0	26	846,886	100	22
CAQUETA	30,088	90	1	2,895	9	1	66	0.2	0	407	1.2	1	0	0	0	0	0	0	33,456	100	1
CUNDINAMARCA	132,380	91	4	8,670	6	4	1,654	1.1	6	2,005	1.4	5	0	0	0	97	0	7	144,806	100	4
HUILA	104,347	91	3	7,840	7	4	545	0.5	2	2,380	2.1	6	0	0	0	37	0	3	115,149	100	3
META	89,838	91	2	8,091	8	4	167	0.2	1	741	0.7	2	0	0	0	0	0	0	98,837	100	3
TOLIMA	207,860	93	6	13,211	6	6	630	0.3	2	1,846	0.8	4	1	0	3	113	0	9	223,661	100	6
Subtotal	564,513	92	15	40,707	7	19	3,062	0.5	12	7,379	1.2	18	1	0	3	247	0	19	615,909	100	16
ANTIOQUIA	363,702	91	10	25,462	6	12	4,144	1.0	16	5,656	1.4	14	0	0	0	101	0	8	399,065	100	10
CALDAS	274,229	93	8	17,377	6	8	726	0.2	3	2,328	0.8	6	6	0	18	102	0	8	294,768	100	8
CHOCO	25,487	93	1	1,323	5	1	165	0.6	1	396	1.4	1	0	0	0	0	0	0	27,371	100	1
QUIINDIO	96,402	87	3	7,611	7	4	1,934	1.7	8	4,790	4.3	12	0	0	0	0	0	0	110,737	100	3
Subtotal	759,820	91	21	51,773	6	25	6,969	0.8	27	13,170	1.6	32	6	0	18	203	0	15	831,941	100	21
CAUCA	126,211	96	3	3,266	2	2	725	0.6	3	1,289	1.0	3	1	0	3	169	0	13	131,661	100	3
NARIÑO	172,387	95	5	5,493	3	3	1,257	0.7	5	1,338	0.7	3	1	0	3	88	0	7	180,564	100	5
VALLE	263,919	94	7	10,940	4	5	2,759	1.0	11	1,818	0.7	4	7	0	21	53	0	4	279,496	100	7
Subtotal	562,517	95	15	19,699	3	9	4,741	0.8	18	4,445	0.8	11	9	0	26	310	0	23	591,721	100	15
AMAZONAS	3,339	80	0	551	13	0	122	2.9	0	181	4.3	0	0	0	0	0	0	0	4,193	100	0
Total	3,649,942	93	100	210,950	5	100	25,680	0.7	100	41,335	1.1	100	34	0	100	1,327	0	100	3,929,268	100	100

ZONA	RESIDENCIAL			COMERCIAL			INDUSTRIAL			OFICIAL			NO REG.			A. PUBLICO			TOTAL		
	No.	%	P(%)	No.	%	P(%)	No.	%	P(%)	No.	%	P(%)	No.	%	P(%)	No.	%	P(%)	No.	%	P(%)
COSTA ATLANTICA	975,920	94	27	51,262	5	24	4,163	0.4	16	7,043	0.7	17	10	0	29	220	0	17	1,038,618	100	26
NORORIENTE	783,833	93	21	46,958	6	22	6,623	0.8	26	9,117	1.1	22	8	0	24	347	0	26	846,886	100	22
CENTRO - ORIENTE	564,513	92	15	40,707	7	19	3,062	0.5	12	7,379	1.2	18	1	0	3	247	0	19	615,909	100	16
NOR OCCIDENTE	759,820	91	21	51,773	6	25	6,969	0.8	27	13,170	1.6	32	6	0	18	203	0	15	831,941	100	21
SUR OCCIDENTE	562,517	95	15	19,699	3	9	4,741	0.8	18	4,445	0.8	11	9	0	26	310	0	23	591,721	100	15
AMAZONAS	3,339	80	0	551	13	0	122	2.9	0	181	4.3	0	0	0	0	0	0	0	4,193	100	0
Total	3,649,942	93	100	210,950	5	100	25,680	0.7	100	41,335	1.1	100	34	0	100	1,327	0	100	3,929,268	100	100

Fuente: Revista Supercifras en Kilovatios Hora 1997. Cuadro 3.4.2.2.

Cuadro A1 - 2																							
ELECTRIFICADORAS - CONSUMO/AÑO POR TIPO DE USUARIOS - 1996																							
DEPARTAMENTO	RESIDENCIAL			COMERCIAL			INDUSTRIAL			OFICIAL			NO REGULADOS			ALUMBRADO PUBLICO			TOTAL			KWH/MES U. RESID.	%
	GWH	%	P(%)	GWH	%	P(%)	GWH	%	P(%)	GWH	%	P(%)	GWH	%	P(%)	GWH	%	P(%)	GWH	%	P(%)		
ATLANTICO	857	44	12	311	16	21	414	21	16	193	10	19	114	6	13	76	4	12	1,965	100	14	245.9	156
BOLIVAR	470	48	7	140	14	9	130	13	5	122	13	12	67	7	8	40	4	6	970	100	7	232.7	148
CESAR	179	61	2	30	10	2	45	15	2	22	8	2	0	0	0	17	6	3	293	100	2	163.3	104
CORDOBA	250	56	3	53	12	4	45	10	2	74	17	7	0	0	0	26	6	4	448	100	3	143.0	91
GUAJIRA	147	67	2	23	10	2	15	7	1	23	10	2	0	0	0	14	6	2	220	100	2	220.5	140
MAGDALENA	288	52	4	65	12	4	103	19	4	62	11	6	0	0	0	33	6	5	550	100	4	194.9	124
SAN ANDRES	22	38	0	11	20	1	16	27	1	7	11	1	0	0	0	3	4	0	58	100	0	184.3	117
SUCRE	165	51	2	21	7	1	56	17	2	35	11	3	31	10	4	16	5	3	324	100	2	149.4	95
Subtotal	2,377	49	33	653	14	44	824	17	33	537	11	52	212	4	24	224	5	36	4,828	100	35	191.7	122
ARAUCA	41	56	1	13	18	1	1	2	0	10	13	1	0	0	0	8	11	1	73	100	1	145.6	92
BOYACA	314	35	4	41	5	3	91	10	4	34	4	3	377	42	43	34	4	5	890	100	6	110.0	70
NORTE DE SANTANDER	375	53	5	85	12	6	124	18	5	48	7	5	36	5	4	34	5	5	702	100	5	161.9	103
SANTANDER	499	47	7	146	14	10	238	22	9	104	10	10	0	0	0	78	7	12	1,065	100	8	126.2	80
Subtotal	1,229	45	17	286	10	19	454	17	18	196	7	19	413	15	47	153	6	24	2,730	100	20	135.9	86
CAQUETA	42	57	1	13	17	1	4	5	0	6	8	1	0	0	0	10	13	2	73	100	1	114.9	73
CUNDINAMARCA	249	56	3	42	9	3	110	25	4	25	6	2	0	0	0	18	4	3	444	100	3	156.7	99
HUILA	214	61	3	47	13	3	47	13	2	24	7	2				19	5	3	351	100	3	171.1	109
META	163	54	2	47	16	3	43	14	2	31	10	3	0	0	0	18	6	3	302	100	2	151.2	96
TOLIMA	335	44	5	66	9	4	123	16	5	39	5	4	174	23	20	20	3	3	756	100	5	134.1	85
Subtotal	1,002	52	14	215	11	15	326	17	13	125	6	12	174	9	20	84	4	13	1,925	100	14	145.6	92
ANTIOQUIA	877	74	12	93	8	6	129	11	5	55	5	5	0	0	0	37	3	6	1,192	100	9	201.0	127
CALDAS	568	55	8	97	9	7	300	29	12	31	3	3	0	0	0	33	3	5	1,028	100	7	172.6	109
CHOCO	70	79	1	5	5	0	5	5	0	4	4	0	0	0	0	5	6	1	89	100	1	229.9	146
QUINDIO	90	61	1	19	13	1	19	13	1	9	6	1	0	0	0	11	7	2	147	100	1	78.0	49
Subtotal	1,606	65	22	214	9	14	452	18	18	98	4	10	0	0	0	86	4	14	2,456	100	18	170.4	108
CAUCA	214	66	3	17	5	1	30	9	1	16	5	2	29	9	3	17	5	3	323	100	2	141.3	90
NARIÑO	292	73	4	30	8	2	30	8	1	25	6	2	1	0	0	19	5	3	397	100	3	141.0	89
VALLE	482	45	7	57	5	4	412	38	16	32	3	3	51	5	6	46	4	7	1,079	100	8	152.0	96
Subtotal	987	55	14	104	6	7	473	26	19	73	4	7	81	4	9	82	5	13	1,799	100	13	144.8	92
AMAZONAS	8	35	0	3	13	0	6	26	0	5	19	0	0	0	0	2	7	0	24	100	0	207.1	131
Total	7,210	52	100	1,474	11	100	2,535	18	100	1,034	8	100	880	6	100	631	5	100	13,762	100	100	157.7	100

ZONA	RESIDENCIAL			COMERCIAL			INDUSTRIAL			OFICIAL			NO REGULADOS			ALUMBRADO PUBLICO			TOTAL			KWH/MES U. RESID.	%
	GWH	%	P(%)	GWH	%	P(%)	GWH	%	P(%)	GWH	%	P(%)	GWH	%	P(%)	GWH	%	P(%)	GWH	%	P(%)		
COSTA ATLANTICA	2,377	49	33	653	14	44	824	17	33	537	11	52	212	4	24	224	5	36	4,828	100	35	191.7	122
NORORIENTE	1,229	45	17	286	10	19	454	17	18	196	7	19	413	15	47	153	6	24	2,730	100	20	135.9	86
CENTRO - ORIENTE	1,002	52	14	215	11	15	326	17	13	125	6	12	174	9	20	84	4	13	1,925	100	14	145.6	92
NOR OCCIDENTE	1,606	65	22	214	9	14	452	18	18	98	4	10	0	0	0	86	4	14	2,456	100	18	170.4	108
SUR OCCIDENTE	987	55	14	104	6	7	473	26	19	73	4	7	81	4	9	82	5	13	1,799	100	13	144.8	92
AMAZONAS	8	35	0	3	13	0	6	26	0	5	19	0	0	0	0	2	7	0	24	100	0	207.1	131
Total	7,210	52	100	1,474	11	100	2,535	18	100	1,034	8	100	880	6	100	631	5	100	13,762	100	100	157.7	100

Fuente: Revista Supercifras en Kilovatios Hora 1997. Cuadro 3.4.2.2.

Cuadro A1 - 3
ELECTRIFICADORAS - FACTURACION POR USUARIOS - 1996

DEPARTAMENTO	RESIDENCIAL			COMERCIAL			INDUSTRIAL			OFICIAL			NO REGULADO			ALUMB. PUB			TOTAL		
	MILL \$	%	P(%)	MILL \$	%	P(%)	MILL \$	%	P(%)	MILL \$	%	P(%)	MILL \$	%	P(%)	MILL \$	%	P(%)	MILL \$	%	P(%)
ATLANTICO	51,890	32	12	37,572	23	19	42,854	26	16	15,542	10	14	7,726	5	15	7,021	4	10	162,605	100	14
BOLIVAR	32,582	39	8	16,988	21	9	13,378	16	5	11,243	14	10	3,666	4	7	4,864	6	7	82,720	100	7
CESAR	12,959	43	3	4,794	16	2	5,965	20	2	4,043	13	4	0	0	0	2,326	8	3	30,086	100	3
CORDOBA	12,799	35	3	7,107	20	4	5,717	16	2	7,660	21	7	0	0	0	3,075	8	5	36,358	100	3
GUAJIRA	10,319	49	2	3,240	15	2	1,998	9	1	3,173	15	3	0	0	0	2,326	11	3	21,056	100	2
MAGDALENA	18,020	37	4	7,624	16	4	12,716	26	5	6,583	14	6	1	0	0	3,594	7	5	48,538	100	4
SAN ANDRES	2,340	29	1	2,044	25	1	2,438	30	1	995	12	1	0	0	0	269	3	0	8,086	100	1
SUCRE	8,909	31	2	2,904	10	1	5,720	20	2	7,692	26	7	1,971	7	4	1,931	7	3	29,127	100	3
Subtotal	149,817	36	35	82,273	20	41	90,785	22	33	56,930	14	51	13,365	3	26	25,406	6	38	418,576	100	37
ARAUCA	1,887	33	0	1,656	29	1	136	2	0	1,130	20	1	0	0	0	964	17	1	5,772	100	1
BOYACA	14,267	26	3	5,834	10	3	9,784	18	4	3,898	7	4	20,363	37	40	1,631	3	2	55,777	100	5
N.SANTANDER	22,914	40	5	11,116	19	6	11,970	21	4	4,748	8	4	1,989	3	4	4,508	8	7	57,245	100	5
SANTANDER	31,824	35	7	19,177	21	10	26,655	29	10	7,143	8	6	0	0	0	6,476	7	10	91,275	100	8
Subtotal	70,892	34	17	37,783	18	19	48,545	23	18	16,919	8	15	22,352	11	44	13,579	6	20	210,069	100	19
CAQUETA	2,247	39	1	1,806	31	1	454	8	0	654	11	1	0	0	0	637	11	1	5,798	100	1
CUNDINAMARCA	14,181	42	3	5,808	17	3	8,221	25	3	3,150	9	3	0	0	0	2,108	6	3	33,467	100	3
HUILA	14,270	44	3	7,115	22	4	5,690	17	2	3,243	10	3	0	0	0	2,296	7	3	32,614	100	3
META	8,684	31	2	6,665	24	3	5,467	20	2	5,158	19	5	0	0	0	1,628	6	2	27,602	100	2
TOLIMA	21,450	34	5	10,576	17	5	13,486	21	5	4,960	8	4	10,853	17	21	2,626	4	4	63,951	100	6
Subtotal	60,832	37	14	31,969	20	16	33,318	20	12	17,164	11	15	10,853	7	21	9,295	6	14	163,432	100	15
ANTIOQUIA	49,478	55	12	13,376	15	7	16,527	19	6	5,576	6	5	0	0	0	4,206	5	6	89,162	100	8
CALDAS	33,477	42	8	14,653	18	7	24,496	31	9	3,738	5	3	0	0	0	3,766	5	6	80,129	100	7
CHOCO	3,485	61	1	725	13	0	611	11	0	605	11	1	0	0	0	306	5	0	5,732	100	1
QUINDIO	5,600	47	1	2,479	21	1	1,817	15	1	856	7	1	0	0	0	1,089	9	2	11,840	100	1
Subtotal	92,040	49	22	31,232	17	16	43,451	23	16	10,774	6	10	0	0	0	9,366	5	14	186,863	100	17
CAUCA	11,789	47	3	2,708	11	1	4,071	16	2	2,620	10	2	1,667	7	3	2,103	8	3	24,958	100	2
NARIÑO	14,016	53	3	4,212	16	2	3,672	14	1	2,496	9	2	64	0	0	2,126	8	3	26,586	100	2
VALLE	24,876	28	6	7,927	9	4	46,590	52	17	3,552	4	3	2,283	3	5	4,992	6	7	90,220	100	8
Subtotal	50,681	36	12	14,847	10	7	54,333	38	20	8,668	6	8	4,014	3	8	9,221	7	14	141,764	100	13
AMAZONAS	506	23	0	301	14	0	696	32	0	571	26	1	0	0	0	122	6	0	2,195	100	0
Total	424,768	38	100	198,404	18	100	271,128	24	100	111,026	10	100	50,584	5	100	66,989	6	100	1,122,899	100	100

ZONA	RESIDENCIAL			COMERCIAL			INDUSTRIAL			OFICIAL			NO REGULADO			ALUMB. PUB			TOTAL		
	MILL \$	%	P(%)	MILL \$	%	P(%)	MILL \$	%	P(%)	MILL \$	%	P(%)	MILL \$	%	P(%)	MILL \$	%	P(%)	MILL \$	%	P(%)
COSTA ATLANTICA	149,817	36	35	82,273	20	41	90,785	22	33	56,930	14	51	13,365	3	26	25,406	6	38	418,576	100	37
NORORIENTE	70,892	34	17	37,783	18	19	48,545	23	18	16,919	8	15	22,352	11	44	13,579	6	20	210,069	100	19
CENTRO - ORIENTE	60,832	37	14	31,969	20	16	33,318	20	12	17,164	11	15	10,853	7	21	9,295	6	14	163,432	100	15
NOR OCCIDENTE	92,040	49	22	31,232	17	16	43,451	23	16	10,774	6	10	0	0	0	9,366	5	14	186,863	100	17
SUR OCCIDENTE	50,681	36	12	14,847	10	7	54,333	38	20	8,668	6	8	4,014	3	8	9,221	7	14	141,764	100	13
AMAZONAS	506	23	0	301	14	0	696	32	0	571	26	1	0	0	0	122	6	0	2,195	100	0
Total	424,768	38	100	198,404	18	100	271,128	24	100	111,026	10	100	50,584	5	100	66,989	6	100	1,122,899	100	100

Fuente: Cuadro 3.4.2.2, Supercifras 1997

Cuadro A1 -4
ELECTRIFICADORAS - TARIFA PROMEDIO POR TIPOS DE USUARIOS E INGRESOS POR CONSUMO DE SUBSISTENCIA - 1996

DEPARTAMENTO	TARIFA PROMEDIO POR TIPOS DE USUARIOS							INGRESOS POR CONSUMO DE SUBSISTENCIA (\$/kwh)			
	RESIDENCIA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL	NO REGULADO	ALUMB. PUB	GLOBAL	T. MEDIA	SUBSIDIOS	CONTRIBUC	INGRESOS
	\$/KWh	\$/KWh	\$/KWh	\$/KWh	\$/KWh	\$/KWh	\$/KWh	E 1, 2 y 3	NACION	RESTO U.	TOTALES
ATLANTICO	61	121	103	80	68	93	83	28	2	59	90
BOLIVAR	69	121	103	92	54	121	85	31	23	97	151
CESAR	72	160	133	184		137	103	59	18	12	89
CORDOBA	51	134	127	103		119	81	37	50	63	150
GUAJIRA	70	143	134	140		172	96	36	31	15	82
MAGDALENA	63	118	124	107		108	88	50	22	42	114
SAN ANDRES	107	179	154	153		108	140				
SUCRE	54	136	102	222	63	119	81	28	27	15	70
Subtotal	63	126	110	106	63	113	86	36	18	47	107
ARAUCA	46	125	125	118	0	121	79	27	20	1	49
BOYACA	45	141	108	115	54	49	63	31	4	34	69
NORTE DE SANTANDER	61	131	97	99	55	135	82	39	22	38	100
SANTANDER	64	131	112	69		83	86	42	5	19	67
Subtotal	58	132	107	87	54	89	77	38	9	26	71
CAQUETA	54	143	113	115		66	79	36	18	12	65
CUNDINAMARCA	57	138	75	126		117	75	42	27	12	82
HUILA	67	150	122	135		123	93				
META	53	142	127	168		91	92	36	25	5	66
TOLIMA	64	160	110	126	62	135	85	36	12	25	73
Subtotal	61	149	102	138	62	111	85	38	19	17	71
ANTIOQUIA	56	143	129	101		114	75	20	18	12	50
CALDAS	59	152	82	123		114	78	59	12	20	90
CHOCO	50	151	130	159		57	64	45	40	4	89
QUINDIO	62	133	98	96		100	80	37	24	25	86
Subtotal	57	146	96	110		109	76	36	18	15	79
CAUCA	55	159	136	164	57	124	77	32	37	11	79
NARIÑO	48	139	121	99	91	113	67	25	67	9	101
VALLE	52	140	113	111	45	109	84	38	26	72	136
Subtotal	51	143	115	119	50	113	79	31	45	28	105
AMAZONAS	61	100	116	127		72	93				
Total	59	135	107	107	58	106	81	36	22	29	87

ZONA	TARIFA PROMEDIO POR TIPO DE USUARIOS							INGRESOS POR CONSUMO DE SUBSISTENCIA (\$/kwh)			
	RESIDENCIA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL	NO REGULADO	ALUMB. PUB	GLOBAL	T. MEDIA	SUBSIDIOS	CONTRIBUC	INGRESOS
	\$/KWh	\$/KWh	\$/KWh	\$/KWh	\$/KWh	\$/KWh	\$/KWh	E 1, 2 y 3	NACION	RESTO U.	TOTALES
COSTA ATLANTICA	63	126	110	106	63	113	86	36	18	47	107
NORORIENTE	58	132	107	87	54	89	77	38	9	26	71
CENTRO - ORIENTE	61	149	102	138	62	111	85	38	19	17	71
NOR OCCIDENTE	57	146	96	110		109	76	36	18	15	79
SUR OCCIDENTE	51	143	115	119	50	113	79	31	45	28	105
AMAZONAS	61	100	116	127	0	72	93				
Promedio	59	135	107	107	58	106	81	36	22	29	87

Fuente: Revista Supercifras en Kilovatios Hora, 1997. (SSPD) Cuadros 3.4.2.2, 3.7.3.2 y 3.7.3.4
 NOTA: No incluye los datos de los usuarios de estratos 1, 2, y 3 de San Andrés, Huila y Amazonas.

Cuadro A1 - 5
ELECTRIFICADORAS - ACTIVO CORRIENTE Y CARTERA - 1996

DEPARTAMENTO	INGRESOS OPERACIONAL MILL. \$	ACTIVO 1996			CUENTAS POR COBRAR (MILL. \$)	CXC/ A CORR. %	P(%)	CXC/ ING. OPER. (%)	ROTACION C X C	CARTERA VENCIDA (MILL. \$)	C.V./ CXC %	P(%)	C.V./ ING. OPER. (%)
		TOTAL (MILL. \$)	CORRIENTE (MILL. \$)	%									
ATLANTICO	201,869	320,027	106,344	33	86,172	81	14	43	154	119,918	139	23	59
BOLIVAR	98,778	166,170	65,261	39	44,803	69	8	45	163	43,252	97	8	44
CESAR	33,594	54,947	20,047	36	17,505	87	3	52	188	15,243	87	3	45
CORDOBA	52,451	125,468	48,542	39	44,074	91	7	84	303	48,939	111	9	93
GUAJIRA	26,582	37,984	22,435	59	22,438	100	4	84	304	21,980	98	4	83
MAGDALENA	54,912	111,545	62,495	56	71,418	114	12	130	468	71,416	100	14	130
SAN ANDRES	16,709	21,924	6,605	30	2,610	40	0	16	56	1,946	75	0	12
SUCRE	31,714	66,961	35,800	53	34,063	95	6	107	387	34,064	100	7	107
Subtotal	516,609	905,026	367,529	41	323,083	88	54	63	225	356,758	110	69	69
ARAUCA	7,710	27,848	9,153	33	6,512	71	1	84	304	5,346	82	1	69
BOYACA	69,599	232,681	72,273	31	22,238	31	4	32	115	13,109	59	3	19
NORTE DE SANTANDE	97,905	141,244	36,017	25	17,321	48	3	18	64	8,602	50	2	9
SANTANDER	109,207	403,609	51,179	13	8,462	17	1	8	28	1,876	22	0	2
Subtotal	284,421	805,382	168,622	21	54,533	32	9	19	69	28,933	53	6	10
CAQUETA	7,332	14,025	2,403	17	1,089	45	0	15	53	117	11	0	2
CUNDINAMARCA	53,280	89,809	33,715	38	30,619	91	5	57	207	29,236	95	6	55
HUILA	41,273	62,822	17,855	28	11,811	66	2	29	103	7,254	61	1	18
META	32,768	55,583	15,951	29	11,171	70	2	34	123	9,979	89	2	30
TOLIMA	71,116	146,746	33,758	23	25,050	74	4	35	127	12,408	50	2	17
Subtotal	205,769	368,985	103,682	28	79,740	77	13	39	140	58,994	74	11	29
ANTIOQUIA	105,801	243,147	55,308	23	23,694	43	4	22	81	15,928	67	3	15
CALDAS	96,565	419,541	128,200	31	30,933	24	5	32	115	10,268	33	2	11
CHOCO	8,070	16,038	6,438	40	2,678	42	0	33	119	3,810	142	1	47
QUINDIO	28,006	52,048	13,852	27	3,956	29	1	14	51	1,654	42	0	6
Subtotal	238,442	730,774	203,798	28	61,261	30	10	26	92	31,660	52	6	13
CAUCA	37,105	113,647	19,069	17	12,403	65	2	33	120	7,586	61	1	20
NARIÑO	45,616	103,025	16,737	16	8,487	51	1	19	67	8,487	100	2	19
VALLE	185,254	1,625,758	91,542	6	56,368	62	9	30	110	24,047	43	5	13
Subtotal	267,975	1,842,430	127,348	7	77,258	61	13	29	104	40,120	52	8	15
AMAZONAS	3,954	9,266											
Total	1,513,216	4,652,597	970,979	21	595,875	61	100	39	142	516,465	87	100	34

ZONA	INGRESOS OPERACIONAL MILL. \$	ACTIVO 1996			CUENTAS POR COBRAR (MILL. \$)	CXC/ A CORR. %	P(%)	CXC/ ING. OPER. (%)	ROTACION C X C	CARTERA VENCIDA (MILL. \$)	C.V./ CXC %	P(%)	C.V./ ING. OPER. (%)
		TOTAL (MILL. \$)	CORRIENTE (MILL. \$)	%									
COSTA ATLANTICA	516,609	905,026	367,529	41	323,083	88	54	63	225	356,758	110	69	69
NORORIENTE	284,421	805,382	168,622	21	54,533	32	9	19	69	28,933	53	6	10
CENTRO-ORIENTE	205,769	368,985	103,682	28	79,740	77	13	39	140	58,994	74	11	29
NOR OCCIDENTE	238,442	730,774	203,798	28	61,261	30	10	26	92	31,660	52	6	13
SUR OCCIDENTE	267,975	1,842,430	127,348	7	77,258	61	13	29	104	40,120	52	8	15
AMAZONAS	3,954	9,266											
Total	1,513,216	4,652,597	970,979	21	595,875	61	100	39	142	516,465	87	100	34

FUENTE: Revista Supercifras en Kilovatios Hora 1997. (SSPD)
NOTA: No incluye datos de cuentas por cobrar para Amazonas

Análisis institucional y financiero de las
electrificadoras Banco Interamericano de
Desarrollo

333.796 B213i Ej.1

CATALOGADO POR: HELP FILE LTDA

FECHA

PRESTADO A

FECHA